



TUGAS AKHIR - SF 141501

**ANALISIS AVO (*AMPLITUDE VERSUS OFFSET*),
ATRIBUT SEISMIK DAN PROPERTI FISIKA BATUAN
UNTUK IDENTIKASI GAS RESERVOIR KARBONAT
REEF BUILD UP, LAPANGAN ‘KATIMAN’
CEKUNGAN JAWA BARAT BAGIAN UTARA**

**Pebrrian Tunggal Prakosa
NRP 1110 100 047**

**Dosen Pembimbing:
Prof. Dr. rer. nat. Bagus Jaya Santosa, S.U**

**JURUSAN FISIKA
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2015**



FINAL PROJECT - SF 141501

**AVO (AMPLITUDE VERSUS OFFSET), SEISMIC
ATTRIBUTES, AND ROCK PHYSICAL PROPERTIES
ANALYSIS FOR GAS OF CARBONATE REEF BUILD
UP RESERVOIR IDENTIFICATION, KATIMAN FIELD
NORTHWEST JAVA BASIN**

**Pebrian Tunggal Prakosa
NRP 1110 100 047**

**Advisor:
Prof. Dr. rer. nat. Bagus Jaya Santosa, S.U**

**PHYSICS DEPARTMENT
Faculty of Mathematics and Natural Science
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2015**

**ANALISIS AVO (AMPLITUDE VERSUS OFFSET),
ATRIBUT SEISMIK DAN PROPERTI FISIKA BATUAN
UNTUK IDENTIKASI GAS RESERVOIR KARBONAT
REEF BUILD UP, LAPANGAN 'KATIMAN'
CEKUNGAN JAWA BARAT BAGIAN UTARA**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh

Gelar Sarjana Sains

Pada

Jurusan Fisika

Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

PEBRIAN TUNGGA PRAKOSA

NRP. 1110 100 047

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir:

1. Prof. Dr. rer. nat. Bagus Jaya Santosa, SU...

SURABAYA, JANUARI 2015

**ANALISIS AVO (AMPLITUDE VERSUS OFFSET),
ATRIBUT SEISMIK DAN PROPERTI FISIKA BATUAN
UNTUK IDENTIKASI GAS RESERVOIR KARBONAT
REEF BUILD UP, LAPANGAN ‘KATIMAN’
CEKUNGAN JAWA BARAT BAGIAN UTARA**

Nama Mahasiswa : Pebrian Tunggal Prakosa
NRP : 1110 100 047
Jurusan : Fisika FMIPA-ITS
Pembimbing : Prof.Dr.rer.nat. Bagus Jaya Santosa, S.U

Abstrak

Metode AVO populer digunakan untuk identifikasi litologi dan fluida pada reservoir batu pasir. Padahal, eksplorasi pada reservoir batu gamping menjadi topik yang menantang pada saat ini. Pada penelitian ini dipaparkan hasil analisa AVO dan atribut seismik pada reservoir karbonat reef build up. Data yang digunakan meliputi 1 data semur dan data CDP gather di lapangan Katiman cekungan Jawa Barat bagian Utara. Berdasarkan analisa petrofisika, didapatkan zona prospek gas yang cukup besar pada bagian atas formasi Baturaja. Selanjutnya dilakukan analisa AVO, atribut AVO (*Intercept*, *gradient*, *product*, *scaled poisson's ratio* dan *fluid factor*), angle range limited stack (near, mid, far) dan atribut seismik (*Instantaneous frequency*, *amplitude envelope* dan *sweetness*) untuk melihat respon gas karbonat. Analisa AVO dilakukan pada karbonat formasi Baturaja yang mengandung gas dan formasi Parigi. Hasil analisa menunjukkan bahwa metode AVO dapat membedakan respon fluida pada batuan karbonat, dimana pada formasi Baturaja nilai amplitudo lebih kecil dan mengalami pengurangan yang lebih drastis dibandingkan formasi Parigi yang tidak mengandung gas. Sebagai validasi dilakukan juga analisa AVO menggunakan sintetik seismogram seismik dari data sumur Tole_1, dan hasilnya menunjukkan kemiripan dengan analisa pada data seismik. Analisa angle limited stack pada offset near (1^0 - 14^0), mid (14^0 - 29^0) dan far (29^0 - 42^0) menunjukkan efek anomali dim spot pada zona gas Baturaja. Analisa gradien dan atribut AVO *intercept* (A), *gradient* (B) dan *product* ($A*B$) dapat menunjukkan persebaran top dan base reservoir gas dengan baik. Atribut AVO *scaled poisson's ratio* dapat mengidentifikasi keberadaan fluida dengan jelas, sedangkan pada atribut *fluid factor* keberadaan gas

reservoir karbonat tidak begitu jelas. Analisa atribut seismik menunjukkan keberadaan gas karbonat *reef build up* formasi Baturaja dicirikan dengan anomali *low Instantaneous frequency*, anomali *high amplitude envelope*, dan anomali nilai tinggi pada atribut *sweetness*, dan atribut *sweetness* lebih sensitif terhadap keberadaan gas reservoir karbonat.

Kata Kunci : AVO, karbonat *reef build up*, atribut AVO, atribut seismik.

**AVO (AMPLITUDE VERSUS OFFSET), SEISMIC
ATTRIBUTES, AND ROCK PHYSICAL PROPERTIES
ANALYSIS FOR GAS OF CARBONATE REEF BUILD UP
RESERVOIR IDENTIFICATION, KATIMAN FIELD
NORTHWEST JAVA BASIN**

Name : Pebrian Tunggal Prakosa
NRP : 1110 100 041
Department : Physics, FMIPA-ITS
Advisor : Prof.Dr.rer.nat. Bagus Jaya Santosa, S.U

Abstract

AVO method is a popular method for lithology and gas identification in sandstone reservoir. Whereas, the study about exploration in carbonate became a challenging topic today. In this study, presented the results of AVO and attributes seismic analysis in carbonate reef build up reservoir. The data used are one well data and seismic CDP gather from Katiman field, northwest java basin. Based on petrophysics analysis, the prospect of gas zone was found at the upper side of Baturaja formation. Then, applied AVO analysis, AVO attributes (Intercept, gradient, product, scaled Poisson's ratio, and fluid factor), angle range limited stacks (near, mid, and far stack), and seismic attributes (instantaneous frequency, amplitude envelope, and sweetness) for knowing the response of gas. AVO analysis was applied at carbonate Baturaja formation which is contain gas, and carbonate of Parigi formation. The results of AVO analysis show that the method can distinguish fluids response at carbonate reservoir, with amplitude value of Baturaja formation more smaller and more drastic down than Parigi formation which is not contain gas. As a validation was applied AVO analysis using seismic synthetics seismogram from well Tole_1, the results show similarities with seismic data analysis. Angle range limited stack analysis at near (1° - 14°), mid (14° - 29°) dan far (29° - 42°) stack was showed dim dim spot characteristic anomaly at gas zone of Baturaja formation. Gradient analysis and AVO attributes using intercept (A), gradient (B) and product ($A*B$) methods can show properly the distribution of top and base gas reservoir. Scaled Poisson's ratio AVO attribute can identify the gas accumulation, while in fluid factor attribute section the gas accumulation is not clear enough. Seismic attribute analysis result show that gas carbonate reef build up at baturaja

formation has low instantaneous frequency attribute value, high amplitude envelope attribute value, and high sweetness attribute value, and Sweetness attribute has more sensitive to predict gas carbonate accumulation.

Key words : AVO, carbonate *reef build up*, AVO attributes, seismic attributes.

KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT yang selalu memberikan petunjuk, kemudahan serta rahmatnya sehingga penulis mampu untuk menyelesaikan karya indah berupa Tugas Akhir dengan topik Analisis AVO (*Amplitude Versus Offset*), Atribut Seismik dan Properti Fisika Batuan untuk Identikasi Gas Reservoir Karbonat *Reef Build Up*, Lapangan ‘Katiman’ Cekungan Jawa Barat bagian Utara

Pada pengerjaan tugas akhir ini banyak pihak yang sangat menginspirasi dan membantu dalam penyelesaiannya, sehingga pada kesempatan ini penulis juga ingin menyampaikan terimakasih kepada:

1. Nabi Muhammad SAW, yang telah memberikan suri tauladan yang baik bagi umat.
2. Bapak, Ibuk dan Adik tersayang yang selalu berkorban, memberi semangat dan inspirasi untuk penulis.
3. Bapak Prof. Dr. Bagus Jaya Santosa selaku dosen pembimbing tugas akhir, terimakasih atas bimbingan dan saran-sarannya.
4. Bapak Dr. Tri Wikantoro selaku dosen wali penulis.
5. Bapak Dr. Yono Hadi Pramono selaku ketua jurusan Fisika dan seluruh karyawan jurusan Fisika.
6. Bapak Dr. Eko Minarto dan Bachtera Indarto, M.Si selaku dosen penguji, terimakasih atas saran, masukan dan diskusinya.
7. Bapak Agung Prasetyo selaku manajer eksplorasi jawa, bapak Asep Samsul Arifin dan mbak Dewi atas kesempatan tugas akhir yang diberikan kepada penulis.
8. Mas M. Arief Akbar dan Mas Anggun Pribadi Armia selaku pembimbing di PT. Pertamina EP yang dengan sabar memberikan bimbingan kepada penulis.
9. Bapak Khairul Ummah (waviv technology) atas dukungan dan bantuan referensi terhadap penyelesaian tugas akhir ini.

10. Mas Jul, mas Dwi, mas Muazd, mas Arif Bagus, mas Iwan, mas Mufid, mas Rio, mas Eko, mas Sena, mas Dicky, mas Agung, mbak Tyas, dll (Keluarga Eksplorasi lantai 16), mas Muslim dan karyawan pertamina EP lantai 16, serta tim futsal *elang jawa* atas pengalaman berharga, medali emas dan ilmu yang sangat bermanfaat.
11. Teman-teman TA dan KP, Satrio ITB, Nikki UPN dan Yudha UNILA atas sharing dan semangatnya.
12. Mas Ari, Torik dan Hasim atas bantuan akomodasi selama TA di Jakarta.
13. Keluarga Lab Geo dan RBG lantai 4 Fisika (Semua alumni, pak kis, Dr. sungkono, mas wahyu, mas reks, mas mifta, mas arya, dll) atas fasilitas dan sharing ilmunya.
14. Teman-teman geofisika 2010, Hasim, Sando, Ibad, Deby, Okok, Torik, Intan, Winda, Depta, Rida, Lilis, dll.
15. Penerus perjuangan Geofisika ITS (non-teknik), Jordan, Asdi, Wisnu, Rocil, Bagus, Nanda, Darmo, Aris ibn syam, "Physics is the frontier, geophysics is the deepest".
16. Teman-teman wisuda 111 Fisika, kombonk dan Cosmic 2010 (Komting Fahrudin, dll).
17. Seluruh keluarga HIMASIKA, BEM FMIPA 2011-2013, BEM ITS 2010-2014, KM ITS, BESWAN 28, FORMAD, Kontra'an dan KSE atas pembelajaran hidup kepada penulis.
18. Bijak Jawa atas kalimat-kalimat 'landep' yang menginspirasi penulis.

Akhir kata penulis sampaikan semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca, masyarakat dan kemajuan ilmu Geofisika.

Surabaya, 10 Oktober 2014

Pebrian Tunggal Prakosa

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Lembar Pengesahan	iv
Abstrak	v
Kata Pengantar	ix
Daftar Isi	xi
Daftar Gambar	xiii
Daftar Tabel	xvi
 BAB I PENDAHULUAN	 1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	3
1.3. Batasan Masalah	3
1.4. Tujuan Penelitian	3
1.5. Manfaat Penelitian	3
 BAB II GEOLOGI REGIONAL	 5
2.1. Fisiografi Cekungan Jawa Barat	5
2.2. Tektonik seting Jawa Barat	6
2.3. Stratigrafi Regional	8
2.4. <i>Petroleum System</i>	11
 BAB III TINJAUAN PUSTAKA	 15
3.1. Well Logging	15
3.2. Metode Seismik	18
3.3. Sifat Fisika Batuan	22
3.4. <i>Amplitude Variation with Offset (AVO)</i>	28
3.5. Atribut Seismik	34
3.6. Gas dan Reservoir Karbonat	37
 BAB IV METODOLOGI	 41
4.1. Lokasi Penelitian	41
4.2. Data Penelitian	41
4.3. Perangkat Lunak	45

4.4. Pengolahan Data.....	45
---------------------------	----

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN61

5.1. Karakterisasi Reservoir Target.....	61
5.2. Data Seismik <i>Conditioning</i>	68
5.3. Analisa AVO.....	73
5.4. <i>Angle Range Limited Stack</i>	78
5.5. Analisa Atribut AVO.....	80
5.6. Analisa Atribut Seismik	88
5.7. Transformasi LMR.....	92

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....95

6.1. Kesimpulan.....	95
6.2. Saran.....	95

DAFTAR PUSTAKA97

LAMPIRAN101

BIODATA PENULIS107

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Contoh anomali <i>bright spot</i> pada penampang seismik.....	2
Gambar 2.1 Penampang regional sub-cekungan di cekungan Jawa Barat Bagian Utara	5
Gambar 2.2 Peta fisiografi daerah Jawa barat	6
Gambar 2.3 Tektonik seting cekungan Jawa Barat bagian Utara	8
Gambar 2.4 Stratigrafi cekungan Jawa Barat bagian Utara.....	11
Gambar 2.5 <i>Petroleum system</i>	14
Gambar 3.1 Proses Pengambilan Data Sumur	15
Gambar 3.2 Perbedaan log resistivitas <i>induction</i> dan <i>laterolog</i>	17
Gambar 3.3 Prinsip kerja seismik refleksi.....	18
Gambar 3.4 Jenis-jenis <i>wavelet</i>	20
Gambar 3.5 Pembentukan <i>trace</i> seismic	21
Gambar 3.6 Proses penjumlahan <i>trace</i> seismik (Stacking)	22
Gambar 3.7 Perubahan fisis poisson rasio	22
Gambar 3.8 Perambatan gelombang P dan gelombang S.....	23
Gambar 3.9 Hubungan antara reflektivitas dan <i>acoustics impedance</i>	25
Gambar 3.10 Permeabilitas pada batuan	26
Gambar 3.11 Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor	30
Gambar 3.12 Macam-macam atribut seismik.....	35
Gambar 4.1 Lokasi penelitian.....	41
Gambar 4.2 <i>Basemap</i> data seismik.....	42
Gambar 4.3 Penampang data <i>gather</i> seismik <i>inline</i> 4286 dan sumur Tole_1	42
Gambar 4.4 Data sumur Tole_1 dan marker horizon (kedalaman mencapai <i>top</i> Parigi).....	44
Gambar 4.5 Diagram penelitian	46
Gambar 4.6 Data sumur Tole_1 kedalaman 1705m – 2248m yang akan dilakukan analisa petrofisika	49

Gambar 4.7 Koreksi <i>checkshot</i> sumur Tole_1	50
Gambar 4.8 Skema filter <i>parabolic radon transform</i>	52
Gambar 4.9 <i>wavelet</i> ricker dan spektrum amplitudo.....	53
Gambar 4.10 hasil korelasi sumur sumur Tole_1.....	54
Gambar 4.11 Ilustrasi pembagian sudut pada proses <i>angle range limited stack</i>	58
Gambar 4.12 Diagram alir proses transformasi LMR	59
Gambar 5.1 Dominasi tren data Log Sumur Tole_1	62
Gambar 5.2 Proses perhitungan <i>volume clay</i>	62
Gambar 5.3 Kurva log hasil perhitungan porositas total, porositas efektif, saturasi air dan permeabilitas	63
Gambar 5.4 Hasil perhitungan petrofisika sumur Tole_1 (kedalaman 1705 m – 2248 m).....	64
Gambar 5.5 Hasil perhitungan petrofisika formasi Baturaja (kedalaman 1784 m – 1940 m).....	64
Gambar 5.6 Zona DST sumur Tole_1	65
Gambar 5.7 <i>Crossplot P-Impedance vs neutron porosity (color key log densitas)</i>	66
Gambar 5.8 Data seismik CDP <i>gather</i> setelah koreksi NMO... 68	
Gambar 5.9 Data seismik CDP <i>gather</i> setelah <i>bandpass filter</i> . 69	
Gambar 5.10 Data seismik CDP <i>gather</i> setelah koreksi <i>trim static</i>	69
Gambar 5.11 Data seismik CDP <i>gather</i> setelah <i>parabolic radon transform</i>	70
Gambar 5.12 Desain <i>muting</i> data seismik CDP <i>gather</i>	71
Gambar 5.13 Data seismik CDP <i>gather</i> setelah <i>muting</i>	71
Gambar 5.14 Data seismik CDP <i>gather</i> setelah <i>super gather</i>	72
Gambar 5.15 Data seismik CDP <i>gather</i> setelah <i>angle gather</i>	73
Gambar 5.16 Analisa gradien (a) data <i>angle gather</i> , (b)amplitudo vs sudut datang <i>top parigi</i> dan DST2.....	74
Gambar 5.17 Analisa gradien (a) data <i>angle gather</i> , (b) <i>crossplot intercept vs gradient top parigi</i> dan DST 2.....	75
Gambar 5.18 Analisa gradien (a) data seismik sintetik, (b)amplitudo vs sudut datang <i>top parigi</i> dan DST2 76	

Gambar 5.19 Analisa gradien (a) data seismik sintetik, (b) <i>intercept vs gradient</i> top parigi dan DST 2	76
Gambar 5.20 <i>Near stack</i> data seismik <i>offset</i> 1^0 - 15^0	79
Gambar 5.21 <i>Mid stack</i> data seismik <i>offset</i> 15^0 - 29^0	79
Gambar 5.22 <i>Far stack</i> data seismik <i>offset</i> 29^0 - 42^0	80
Gambar 5.23 Analisa AVO dengan atribut <i>Intercept (A)</i>	81
Gambar 5.24 Analisa AVO dengan atribut <i>Gradient (B)</i>	82
Gambar 5.25 Analisa AVO dengan atribut <i>Product (A*B)</i>	83
Gambar 5.26 Analisa gradien zona DST (a) data seismik <i>gather</i> , (b) <i>cross plot intercept vs gradient</i>	84
Gambar 5.27 <i>Crossplot</i> data seismik dari atribut <i>intercept (A)</i> dan <i>gradient (B)</i>	84
Gambar 5.28 <i>Top</i> dan <i>Base</i> reservoir pada penampang seismik hasil <i>cross plot</i> atribut seismik <i>intercept (A)</i> dan <i>Gradient (B)</i>	85
Gambar 5.29 Data <i>log poisson's ratio</i> , <i>Gamma ray</i> dan permeabilitas sumur <i>Tole_1</i>	86
Gambar 5.30 Analisa AVO dengan atribut <i>scaled Poisson's</i> <i>ratio (aA+bB)</i>	87
Gambar 5.31 Analisa AVO menggunakan atribut <i>Fluid factor</i> .	88
Gambar 5.32 Analisa AVO menggunakan atribut <i>Instantaneous frequency</i>	89
Gambar 5.33 Analisa atribut seismik menggunakan atribut <i>amplitude envelope</i>	90
Gambar 5.34 Analisa atribut seismik menggunakan atribut <i>Sweetness</i>	91
Gambar 5.35 (a) <i>crossplot</i> data seismik penampang <i>Lambda-</i> <i>Rho vs Mu-Rho</i> , (b) <i>Cross section</i> hasil <i>crossplot</i> <i>Lambda-Rho vs Mu-Rho</i>	93

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Data sumur Tole_1	43
-----------------------------------	----

BAB I

PENDAHULUAN

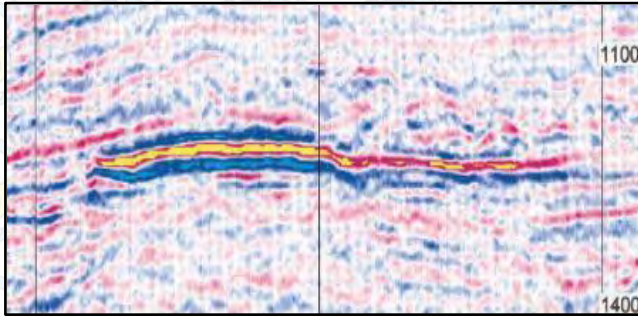
1.1. Latar Belakang

Kebutuhan terhadap energi berbasis fosil di Indonesia semakin tahun semakin meningkat. Semakin meningkatnya teknologi dan tingkat kebutuhan manusia menyebabkan konsumsi minyak dan gas di Indonesia juga mengalami peningkatan. Fakta ini berbanding terbalik dengan hasil produksi minyak dan gas bumi di Indonesia. Selama tahun 2006, rata-rata produksi minyak Indonesia berkisar pada 1.1 Milyar barel per hari (bbl/d), dimana 81 persennya atau 894.000 bbl/d adalah *crude oil* (*International Energy Agency*, 2007)

Kemajuan teknologi eksplorasi dan eksploitasi menjadi modal utama untuk mengoptimalkan produksi minyak dan gas Indonesia. Metode dalam eksplorasi yang sering digunakan adalah metode seismik. Metode seismik memiliki banyak keunggulan karena dapat digunakan untuk memetakan struktur jebakan di bawah permukaan secara dalam dan cukup jelas. Dalam eksplorasi, studi tentang metode seismik saja tidak cukup untuk karena semakin sulitnya penemuan minyak dan gas di dunia. Sehingga diperlukan data sumur untuk meningkatkan interpretasi di bawah permukaan.

Pada pertengahan tahun 1970-an salah satu fenomena yang digunakan sebagai indikator keberadaan hidrokarbon (gas) adalah dengan adanya *bright spot*. Gas bumi yang ekonomis untuk dieksploitasi umumnya menempati batuan berpori dengan nilai porositas yang cukup besar. Keberadaan gas pada pori batuan reservoir tersebut memberikan efek kenaikan amplitudo pada data seismik dan juga menyebabkan pantulan yang kuat terhadap gelombang seismik (*Bright Spot*). Dari perkembangan penelitian yang telah dilakukan menunjukkan bahwa ternyata tidak semua *bright spot* menandakan adanya akumulasi gas, namun anomali *bright spot* tersebut ternyata kosong atau bisa juga berasal dari pantulan batubara yang tipis. Ini berarti konsep *bright*

spot bukanlah indikator langsung hidrokarbon yang dapat dijadikan jaminan.



Gambar 1.1. Contoh anomali *bright spot* pada penampang seismik
(www.seismicinterpreter.wordpress.com)

Selanjutnya, Ostrander (1984) mengembangkan konsep baru dalam membantu menginterpretasikan kenampakan anomali amplitudo pada penampang seismik, yaitu dengan metode AVO (*Amplitudo Versus Offset*). Konsep ini didasarkan pada adanya anomali amplitudo refleksi, yaitu perubahan amplitudo gelombang terhadap perubahan jarak titik sumber dengan komponen penerima. Analisa AVO ini mulai dikembangkan pada tahun 1984 oleh Ostrander. Salah satu parameter yang penting dalam analisa AVO adalah nilai *Poisson's ratio*. Nilai *Poisson's ratio* digunakan dalam mengenali kandungan fluida dalam batuan.

Penelitian tentang respon seismik dan AVO pada reservoir karbonat masih sangat jarang. Sensitivitas fisika batuan karbonat terhadap keberadaan fluida yang disebabkan besarnya nilai modulus dan kompleksnya susunan pori batuan karbonat membuat hal ini menjadi tantangan penelitian di akhir-akhir ini. Li dan Downton (2003) dalam penelitiannya terhadap batuan karbonat dolomit mengilustrasikan bahwa gas dapat memberikan efek terhadap perubahan amplitudo. Pada penelitian ini akan dilakukan analisa untuk melihat respon fluida gas terhadap gelombang seismik pada batuan karbonat *reiff build up*, dengan menggunakan data seismik dan juga data sumur.

1.2. Perumusan Masalah

Perumusan masalah dari penelitian ini adalah :

1. Bagaimana menentukan daerah prospek hidrokrabon dari data sumur?
2. Bagaimana perbedaan respon AVO pada karbonat *reef build up* yang berisi gas dan kering?
3. Bagaimana persebaran fluida gas reservoir karbonat pada penampang seismik hasil atribut *pre stack* dan *post stack*?
4. Bagaimana respon fluida terhadap properti fisika batuan?

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah :

1. Daerah penelitian merupakan formasi Baturaja dan formasi Parigi Cekungan Jawa Barat bagian utara.
2. Data seismik yang digunakan adalah data seismik CDP *gather* dengan asumsi bahwa pengolahan data seimik sudah benar dan baik untuk dilakukan proses pengolahan selanjutnya.
3. Data sumur yang digunakan adalah 1 data sumur vertikal.
4. Analisa fisika batuan hanya digunakan untuk melihat tren pengaruh fluida.

1.4. Tujuan Penelitian

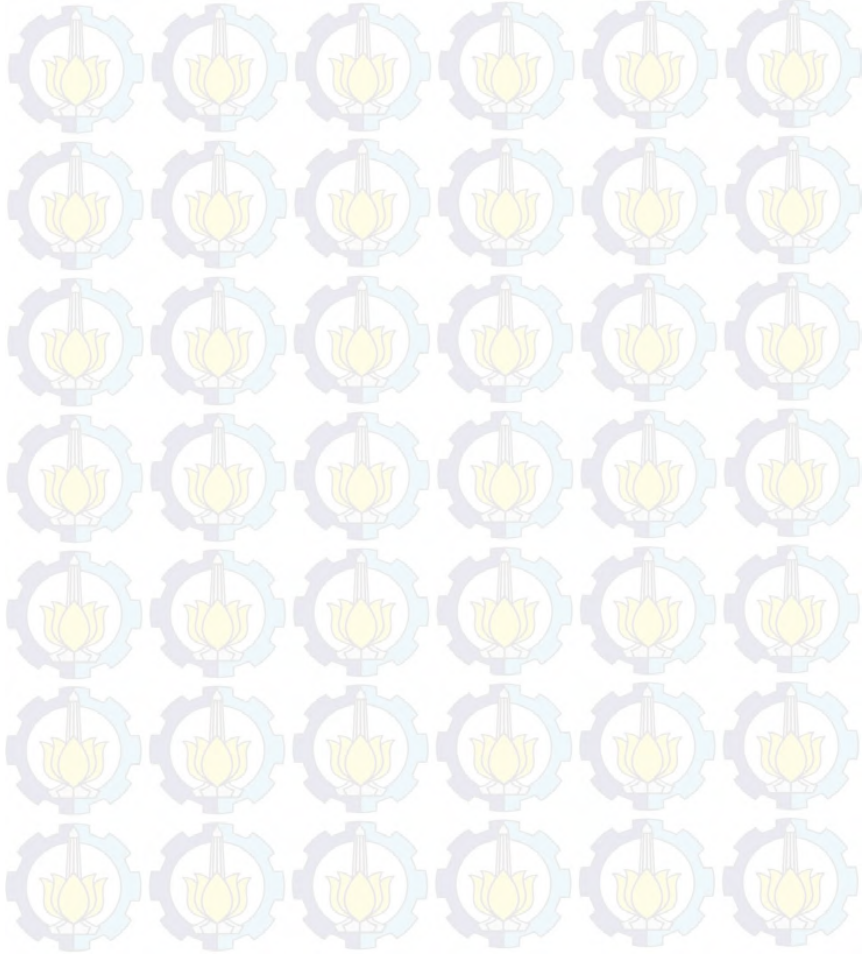
Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menentukan daerah prospek hidrokarbon menggunakan data sumur.
2. Mengetahui perbedaan respon AVO pada batuan karbonat berisi gas dan kering.
3. Mengetahui persebaran fluida gas reservoir karbonat pada penampang seismik hasil atribut *pre stack* dan *post stack*.
4. Mengetahui respon fluida terhadap properti fisika batuan.

1.5. Manfaat Penelitian

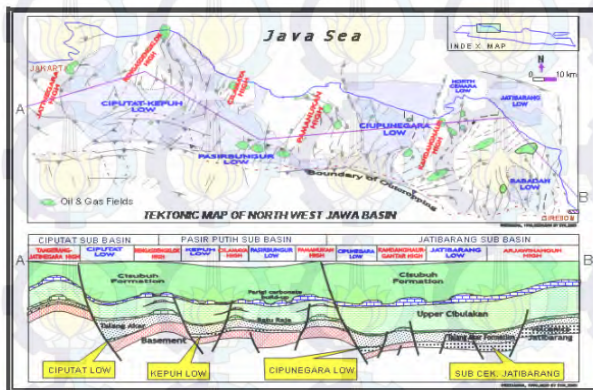
Manfaat dari penelitian tugas akhir ini adalah memberikan informasi mengenai penerapan dan respon metode AVO pada

reservoir karbonat dan memberikan informasi tentang respon atribut AVO dan seismik terhadap gas pada reservoir karbonat. Serta sebagai rekomendasi dan bahan pembelajaran dalam karakterisasi reservoir karbonat dan penentuan daerah prospek hidrokarbon dengan menggunakan data seismik dan data sumur.



BAB II GEOLOGI REGIONAL

Lapangan Katiman cekungan Jawa Barat bagian Utara terletak di daerah Jawa Barat yang memanjang dari bagian *offshore* di Utara ke bagian *onshore* di Selatan. Area di cekungan Jawa Barat didominasi oleh patahan ekstensional dan minim struktur kompresional. Cekungan didominasi oleh regangan yang membentuk struktur deposenter (*half graben*), antara lain sub-cekungan Arjuna, sub-cekungan Jatibarang, sub-cekungan Ciputat dan sub-cekungan Pasir putih.



Gambar 2.1. Penampang regional sub-cekungan di cekungan Jawa Barat bagian Utara (Pertamina, 1990)

2.1. Fisiografi Cekungan Jawa Barat

Secara fisiografi Van Bemmelen (1949) membagi daerah Jawa Barat menjadi 4 zona, yaitu:

- Zona daratan pantai Jakarta: Tersusun dari litologi endapan aluvial dan lahar gunung api muda, serta batuan sedimen laut yang terlipat lemah.
- Zona Bogor: Tersusun dari lapisan batuan yang berumur Neogen yang terlipat kuat.

- **Zona Bandung:** Merupakan puncak antiklin Jawa Barat yang runtuh setelah mengalami pengangkatan, yang selanjutnya rendahan tersebut terisi oleh endapan gunung api muda.
- **Zona Pegunungan Selatan Jawa Barat :** Pegunungan Selatan mengalami pelipatan dan pengangkatan pada zaman Miosen dengan kemiringan ke arah samudera Indonesia.



Gambar 2.2. Peta fisiografi daerah Jawa barat (Van Bemmelen, 1949)

2.2. Tectonic Setting Jawa Barat

Cekungan Jawa Barat merupakan bagian dari daerah busur sunda. Interaksi antar lempeng samudera Indo-Australia dengan lempeng Eurasia menghasilkan busur sunda, dimana lempeng samudera Indo-Australia bergerak ke Utara dan menunjam ke bawah lempeng benua Eurasia yang relatif tidak bergerak. Jawa Barat memiliki tatanan tektonik yang cukup rumit yang diakibatkan oleh *wrench faulting* dengan kecenderungan arah *Northwest* ke *Southeast* dan *East-Northeast* ke *West-Southwest*. Menurut Pulunggono dan Martodjojo (1994) pola struktur yang dominan di pulau Jawa adalah:

2.2.1. Pola meratus yang memiliki arah Timur Laut - Barat Daya

Terbentuk pada Eosen–Oligosen atau 80 – 53 juta tahun lalu yang diwakili oleh sesar naik cimandiri di Jawa Barat dan sesar-sesar di daerah Purwakarta. Pola meratus dihasilkan oleh

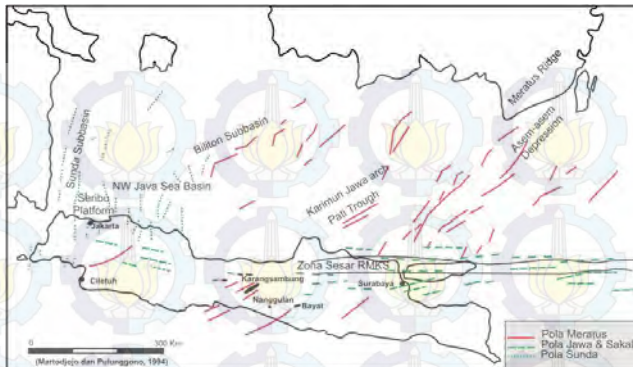
tatanan tektonik kompresif akibat lempeng samudra Hindia yang menunjam ke bawah lempeng benua Eurasia yang memiliki orientasi Timur Laut - Barat Daya. Arah tumbukan dan penunjaman yang menyudut mengakibatkan sesar-sesar utama pola meratus bersifat mendatar. Sesar-sesar ini mengawali pembentukan cekungan-cekungan Tersier di Indonesia bagian Barat dan membentuk cekungan Jawa Barat bagian Utara sebagai *pull apart basin*.

2.2.2. Pola Sunda yang memiliki arah Utara-Selatan

Terbentuk pada Oligosen-Miosen atau 53 – 32 juta tahun lalu yang diwakili oleh sesar-sesar yang membatasi cekungan Asri, cekungan Sunda dan cekungan Ardjuna. Ditandai dengan pembentukan sesar-sesar geser akibat gaya kompresif dari tumbukan lempeng Hindia. Perubahan tatanan tektonik dari gaya yang bersifat kompresif yang kemudian meregang kemungkinan berkaitan dengan perubahan kecepatan rantai samudera Hindia.

2.2.3. Pola Jawa yang memiliki arah Barat-Timur

Terbentuk pada Pliosen-Pleistosen atau 32 juta tahun lalu yang diwakili oleh sesar naik baribis dan sesar-sesar di zona Bogor. Pada fase ini terjadi proses kompresi kembali dan membentuk perangkap-perangkap struktur yang berupa sesar naik di bagian Selatan. Sesar-sesar naik yang terbentuk adalah sesar naik pasirjadi dan sesar naik subang, sedangkan di jalur utara cekungan Jawa Barat bagian Utara terbentuk sesar turun berupa sesar turun pamanukan. Perangkap struktur tersebut mengakibatkan terjadi kembali proses migrasi hidrokarbon. Pada Oligosen akhir – Miosen awal terbentuk jalur tunjaman baru yang terbentuk di Selatan Jawa yang menerus ke Sumatra yang mengakibatkan pulau Jawa mengalami gaya kompresi sehingga menyebabkan zona anjakan-lipatan sepanjang pulau Jawa dan berlangsung sampai sekarang.



Gambar 2.3. *Tectonic setting* cekungan Jawa Barat bagian Utara (Martodjojo dkk ,1994)

2.3. Stratigrafi Regional

Cekungan Jawa Barat telah mengalami beberapa kali fase sedimentasi dan tektonik sejak umur Eosen. Fase pengendapan pertama adalah fase *synrift*. Tahapan ini ditandai dengan berkembangnya tektonik regangan yang berupa bentukan *graben* atau *half-graben* yang memiliki arah Utara-Selatan. Pada fase ini diendapkan formasi Jatibarang pada Eosen akhir sampai Oligosen awal dan formasi Talang Akar bagian bawah (*Lower TAF*) pada Oligosen akhir. Fase kedua adalah fase *postrift* yang ditandai oleh proses kenaikan muka air laut yang dominan dan berkurangnya proses tektonik. Pada fase ini diendapkan formasi *Upper* Talang Akar pada Miosen awal, formasi Baturaja pada akhir Miosen awal dan formasi Cibulakan Atas. Fase pengisian cekungan terakhir adalah fase *back arc*. Pada fase ini cekungan berubah dari *rift basin* menjadi *back arc basin*. Diawali dengan sedimen klastik halus dan karbonat pada formasi Parigi dan diakhiri endapan fluvial akibat pengangkatan ke Selatan. Stratigrafi cekungan Jawa Barat bagian Utara berturut-turut dari yang paling tua adalah sebagai berikut:

2.3.1 Batuan Dasar

Batuan dasar di cekungan Jawa Barat berupa batuan beku andesitik dan basaltik yang berumur Kapur tengah – Kapur atas, dan batuan metamorf yang berumur Pra-tercier. Lingkungan pengendapannya adalah suatu permukaan dengan sisa vegetasi tropis yang lapuk (Koesoemadinata, 1980).

2.3.2. Formasi Jatibarang

Formasi Jatibarang diendapkan pada umur Eosen akhir sampai Oligosen awal dan pada fase *early synrift*, terutama dijumpai di bagian tengah dan arah Timur dari cekungan Jawa Barat bagian Utara. Formasi ini terdiri dari tufa di bagian bawah dan pasir pada bagian atas formasi. Formasi ini diendapkan pada fasies fluvial. Pada beberapa tempat di formasi ini ditemukan minyak dan gas pada rekahan-rekahan *tuff*.

2.3.3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diendapkan pada usia Oligosen sampai Miosen awal dengan fasies *fluvio-deltaic* sampai fasies *marine*. Litologi formasi ini terdiri dari batupasir dengan serpih *non-marine* dan perselingan antara batugamping, serpih, dan batu pasir dalam fasies *marine*. Pada akhir sedimentasi, formasi Talang Akar ditandai dengan berakhirnya sedimentasi *synrift*.

2.3.4. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diendapkan pada Miosen awal sampai Miosen tengah. Lingkungan pengendapannya adalah laut dangkal dengan kondisi air dan sinar matahari yang baik, ini terlihat dari melimpahnya foraminifera. Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef build up* secara regional menutupi seluruh sedimen klastik formasi Talang Akar di cekungan Jawa Barat bagian Utara.

3.5. Formasi Cibulakan Atas

Formasi Cibulakan Atas diendapkan pada Miosen awal-Miosen akhir. Formasi ini terbagi menjadi 3, yaitu:

- *Massive Unit*

Litologi penyusunnya adalah perselingan batu lempung dan batu pasir yang mempunyai ukuran butir dari halus sampai sedang. Pada *massive unit* dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas.

- *Main Unit*

Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batu pasir yang mempunyai ukuran butir halus sampai sedang (glaukonitan).

- *Pre-Parigi Unit*

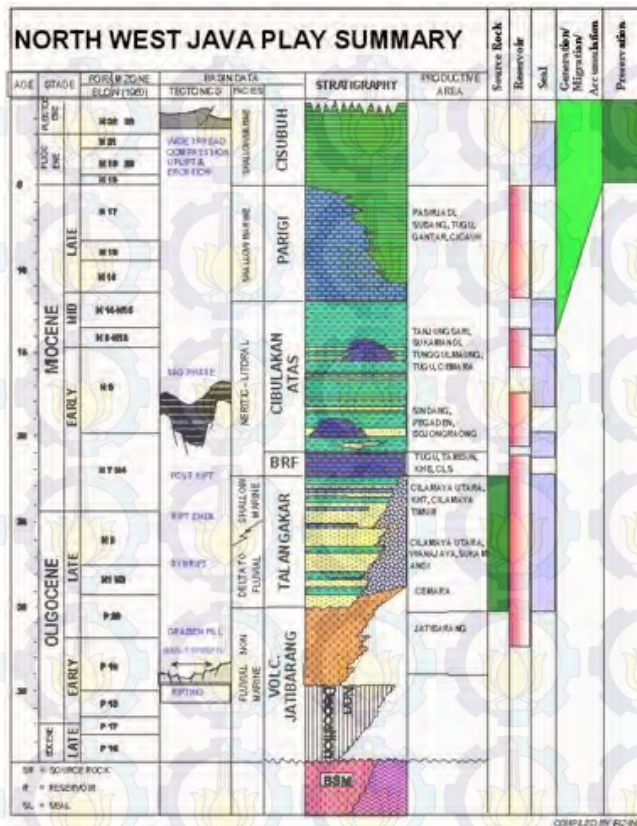
Litologinya adalah perselingan batu gamping, dolomit, batu pasir dan batu lanau. Diendapkan pada Miosen tengah – Miosen akhir. Lingkungan pengendapannya berupa neritik tengah - neritik dalam yang diketahui dari dijumpainya biota laut dangkal dan kandungan batu pasir glaukonitan.

2.3.5. Formasi Parigi

Formasi Parigi diendapkan pada Miosen akhir sampai Pliosen. Litologi penyusunnya sebagian besar adalah batu gamping terumbu dan batu gamping klastik. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah laut dangkal – neritik tengah (Budiyani, 1991).

2.3.6. Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh diendapkan pada umur Miosen akhir sampai Pliosen – Pleistosen. Litologi penyusunnya adalah batu lempung yang berselingan dengan batu pasir dan serpih gampingan, mengandung banyak glaukonit, lignit dan fragmen batuan beku vulkanik. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas menjadi lingkungan litoral – paralik.



Gambar 2.4. Stratigrafi cekungan Jawa Barat bagian Utara

2.4. Petroleum System

Petroleum system merupakan sebuah konsep terintegrasi yang tersusun atas unsur dan proses yang berkesinambungan dalam pembentukan hidrokarbon. Unsur-unsur dalam proses ini saling berkaitan satu dengan yang lainnya dimana apabila salah satu unsur atau proses tidak terpenuhi maka hidrokarbon tidak akan terbentuk. Aplikasi dari konsep *petroleum system* adalah untuk proses eksplorasi, evaluasi penghasil minyak bumi dan penelitian. Hal-hal yang penting dalam *petroleum system*

meliputi batuan induk, batuan reservoir, jebakan, batuan penutup dan migrasi (Magoon, 1995).

2.4.1. Batuan Induk

Pada cekungan Jawa Barat bagian Utara terdapat tiga tipe batuan induk utama, yaitu serpih *lacustrine* (*oil prone*), batubara dan serpih *fluvio-deltaic* (*oil and gas prone*), batu lempung *marine* (*bacterial gas*). Studi geokimia pada sub cekungan *offshore* Ardjuna dan *onshore* Jawa menunjukkan bahwa batuan induk utama pada cekungan ini adalah batubara dan serpih *fluvio-deltaic* dari formasi Talang Akar. Di cekungan Sunda dan Asri batuan serpih *lacustrine* (*banuwati shale*) juga menjadi batuan induk utama. Pada cekungan Jawa Barat bagian Utara, serpih ini berkembang pada dua tahap dari *syn-rift*. Serpih pertama terbentuk sebagai endapan *initial rift* yang dikenal baik berkembang di sub-cekungan Sunda dan Asri yang dikenal sebagai *banuwati shale*. Serpih *Lacustrine* kedua diendapkan sebagai endapan *syn-rift* pada tahapan berikutnya dan dikenal sebagai formasi Talang Akar bawah.

Batuan induk dari kelompok serpih dan batubara *fluvio-deltaic* yang merupakan batuan induk utama pada cekungan ini merupakan bagian dari satuan formasi Talang Akar yang diendapkan selama fase *post-rift*. Pembentukan minyak pada sub-cekungan *offshore* Ardjuna (Barat Laut sub-cekungan Jatibarang) dimulai pada Miosen tengah dan terus berlanjut pada Plio-Pleistosen. Sedangkan pembentukan gas baru dimulai sejak 1 juta tahun lalu, dan hanya terbatas pada bagian terdalam dari cekungan. Awal pembentukan hidrokarbon di cekungan ini terkait dengan aktivitas tektonik kompresional yang membentuk *thrust fold belt* berarah Barat - Timur di Jawa Barat pada Pliosen serta pengendapan formasi Cisubuh pada *foredeep* terkait.

2.4.2. Batuan Reservoir

Formasi yang bertindak sebagai reservoir adalah formasi Talang Akar, formasi Baturaja, formasi Cibulakan Atas yang

terdiri dari *main unit* dan *massive unit*), serta vulkanik dan vulkanik klastik Jatibarang yang terekahkan (Hendriansyah, 2008). Batu gamping pada formasi Baturaja mempunyai porositas yang baik. Timbunan pasokan sedimen dan laju sedimentasi yang tinggi pada daerah *shelf*, ini diidentifikasi dari *clinoforms* yang menunjukkan adanya progradasi. Sedimentasi ini disebabkan oleh perpaduan ketidakstabilan tektonik yang merupakan akibat dari *subsidence* yang terus menerus pada daerah *foreland* dari lempeng sunda. Pertambahan yang cepat dalam sedimen klastik dan laju *subsidence* pada Miosen awal diartikan sebagai akibat dari perhentian deposisi batu gamping formasi Baturaja. *Main unit* dan *massive unit* menjadi dasar dari sekuen transgresif *marine* yang lambat, kecuali yang berdekatan dengan akhir dari deposisi unit main.

2.4.3. Tipe Jebakan

Tipe jebakan yang terdapat di cekungan Jawa Barat bagian Utara terdiri dari perangkat struktur dan perangkat stratigrafi. Perangkat struktur berupa *anticlinal dome* dan *tilted fault block*. Sedangkan perangkat stratigrafi berupa *carbonate buildup*, *onlapped sandstone*, *drapped sandstone* dan *pinching out*. Khusus pada sub-cekungan Jatibarang, pemerangkapan pada satuan vulkanik terekahkan terkait erat dengan distribusi rekahan, kontinuitas rekahan dan *fracture intensity* dari suatu satuan batuan (Hendriansyah, 2008).

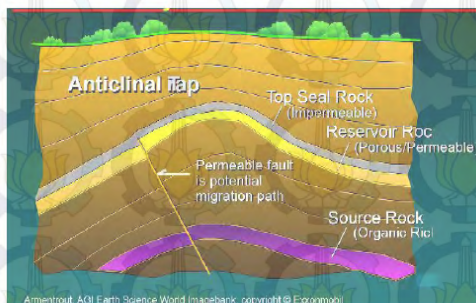
2.4.4. Migrasi

Migrasi umumnya terbagi menjadi tiga, yaitu migrasi primer, sekunder dan tersier. Migrasi primer merupakan perpindahan minyak bumi dari batuan induk dan masuk ke dalam reservoir melalui lapisan penyalur (Koesoemadinata, 1980). Migrasi sekunder merupakan pergerakan fluida dalam lapisan penyalur menuju *trap*. Sedangkan migrasi tersier adalah pergerakan minyak dan gas bumi setelah pembentukan akumulasi.

Di cekungan Jawa Barat bagian Utara alur migrasi dapat terbentuk secara lateral dan vertikal. Migrasi lateral terjadi pada batuan yang memiliki permeabilitas horisontal dan kontinuitas yang cukup baik. Sedangkan migrasi vertikal dapat terjadi melalui patahan yang memotong tegak lurus perlapisan atau oleh penumpukan fasies batuan dengan permeabilitas yang baik. Sesar menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dan transportasi yang cepat dari cairan yang bersamaan dengan waktu periode tektonik aktif dan pergerakan sesar. Migrasi lateral umumnya terjadi pada *channel* berorientasi Utara-Selatan dari formasi Talang Akar dan formasi Cibulakan Atas *main unit* atau *Massive unit*. Migrasi vertikal dapat terjadi pada suatu satuan bertumpukan (*multistacked unit*) dan cekungan yang intensif terpatahkan dan melibatkan batuan pembawa (*carrier bed*) atau batuan induknya.

2.4.5. Lapisan Penutup (Seal)

Lapisan penutup merupakan lapisan impermeabel yang dapat menutup jalanya hidrokarbon. Litologi yang sangat baik untuk menjadi batuan penutup adalah batuan lempung dan batuan evaporit. Di cekungan Jawa Barat bagian Utara yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah formasi Cisubuh. Formasi Cisubuh memiliki lapisan litologi *impermeable* yang cocok sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk migrasi.



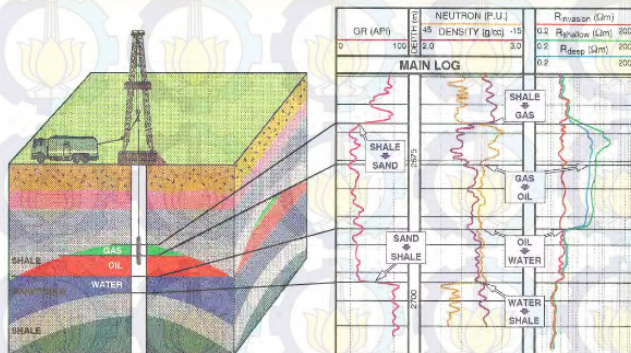
Gambar 3.5. Petroleum system

BAB III TINJAUAN PUSTAKA

3.1. Well Logging

Dalam karakterisasi reservoir dibutuhkan informasi mengenai sifat fisis batuan untuk memperkirakan litologi, porositas, permeabilitas dan kandungan fluida di suatu formasi. Data sumur memberikan respon geologi bawah permukaan lebih baik karena resolusi yang lebih detail dibandingkan data seismik, sehingga data sumur dijadikan kontrol dari data seismik untuk identifikasi bawah permukaan.

Data sumur didapatkan dari respon alat yang dimasukkan ke bawah permukaan bumi. Log sendiri merupakan suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur di dalam sumur. Secara umum kurva log yang didapatkan adalah log *neutron*, log *gamma ray*, log densitas, log *sonic*, log *resistivity* dan lain-lain sesuai teknologi pengeboran yang digunakan.



Gambar 3.1. Proses pengambilan data sumur

3.1.1. Log Neutron Porosity

Pengukuran *log neutron porosity* ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom

hidrogen setiap sentimeter kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F. Pada log ini, partikel-partikel neutron energi tinggi dipancarkan dari suatu sumber yang selanjutnya bertumbukan dengan atom-atom pada batuan yang mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan. Partikel yang kehilangan energi tersebut akan dipantulkan kembali dan direkam di atas permukaan (Razi, 2007).

Log neutron porosity tidak mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Dari kandungan hidrogen yang terbaca dapat memberikan hubungan bahwa semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogennya. Sebagai contoh *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki nilai *neutron porosity* yang tinggi.

3.1.2. Log Gamma Ray

Pengukuran log *gamma ray* mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut di antaranya adalah *uranium*, *thorium* serta *potassium*.

Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam serpih dan sedikit sekali terdapat dalam batu pasir, batu gamping, atau batubara. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya. Log *gamma ray* digunakan untuk membedakan litologi antara batuan serpih dan batu pasir ataupun batu gamping.

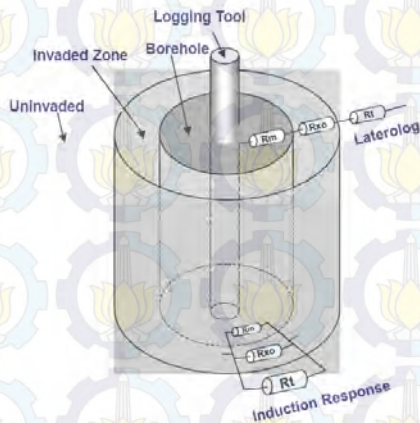
3.1.3. Log Densitas

Log densitas digunakan untuk mengukur densitas formasi pada lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alat log densitas adalah dengan mengemisikan sumber radioaktif. Semakin padat batuan maka akan semakin sulit

sinar radioaktif tersebut teremisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang terhitung oleh penerima (Saputro, 2012).

3.1.4 Log Resistivitas

Resistivitas dari formasi adalah salah satu parameter utama yang diperlukan untuk menentukan saturasi hidrokarbon. Arus listrik dapat mengalir di dalam formasi batuan disebabkan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Kerja log resistivitas adalah mengukur kemampuan batuan untuk melawan aliran arus listrik. Terdapat dua jenis log resistivitas, yaitu *laterolog* dan *induction log*.



Gambar 3.2. Perbedaan log resistivitas *induction* dan *laterolog* (Harsono, 1997)

3.1.5. Log Sonic

Log sonic merupakan log radioaktif yang menggambarkan waktu tempuh kecepatan suara, yang kemudian dipantulkan kembali dan direkam oleh penerima. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke penerima disebut *transit time* (Δt). Dari perubahan atau perbedaan waktu tersebut akan dapat diketahui karakteristik suatu lapisan batuan terhadap kecepatan. Biasanya dipengaruhi oleh jenis batuan dan besarnya porositas batuan sebagai fungsi dari parameter elastik seperti K

(*bulk modulus*), μ (*Shear Modulus*), dan densitas (ρ) yang terkandung dalam persamaan kecepatan gelombang kompresi (V_p) dan selombang *shear* (V_s).

3.1.6. Log Caliper

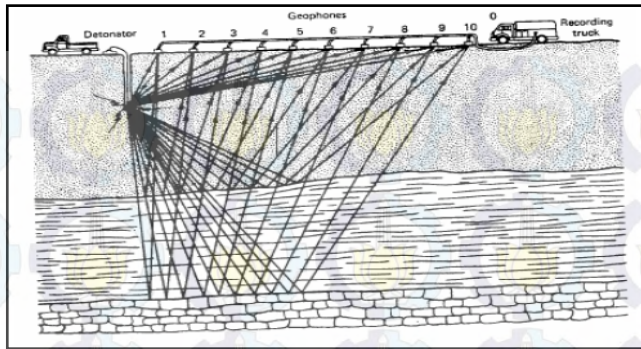
Log *caliper* digunakan untuk mengetahui perubahan diameter dari lubang bor yang bervariasi akibat adanya berbagai jenis batuan yang ditembus mata bor. Pada lapisan *shale* atau *clay* yang permeabilitasnya hampir mendekati nol, tidak terjadi kerak lumpur sehingga memungkinkan terjadinya keruntuhan dinding sumur bor dan dinding sumur bor mengalami pembesaran diameter. Sedangkan pada lapisan permeabel akan terjadi pengecilan lubang sumur bor karena terjadi endapan lumpur pada dindingnya yang disebut kerak lumpur (*mud cake*). Log ini akan dibandingkan dengan data *bit size* untuk identifikasi zona *washed out* karena zona tersebut akan mempengaruhi terhadap pembacaan data sumur.

3.2. Metode Seismik

3.2.1. Prinsip Dasar

Metode seismik merupakan salah satu metode eksplorasi geofisika yang didasarkan pada penalaran respon gelombang seismik yang melewati lapisan batuan. Sumber gelombang pada metode seismik berasal dari dinamit atau *air gun* (di laut). Selanjutnya gelombang tersebut akan ditangkap oleh penerima (*geophone* untuk di darat dan *hydrophone* untuk di laut). Gelombang tersebut akan dibiaskan atau dipantulkan sesuai hukum *Snellius* pada penalaran gelombang. Dalam penelitian ini akan dibahas tentang gelombang seismik refleksi.

Gelombang seismik merupakan gelombang yang merambat melalui bumi dan bergantung pada sifat elastisitas batuan. Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat, amplitudo refleksi, dan variasi fasa.



Gambar 3.3. Prinsip kerja seismik refleksi (Raharjo, 2009)

Kecepatan penjaralan gelombang seismik ditentukan oleh karakteristik batuan bawah permukaan yang dilalui oleh gelombang. Saat gelombang seismik melalui bidang batas lapisan maka selain dipantulkan dan direfleksikan akan menghasilkan gelombang S dan gelombang P.

Energi seismik yang terus menjaral kedalam bumi akan diserap dalam tiga bentuk yaitu :

a. *Divergensi spherical*

Energi perambatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya *spreading* geometri. Besar pengurangan densitas energi ini berbanding terbalik dengan kuadrat jarak penjaralan gelombang.

b. *Absorpsi*

Energi berkurang karena terserap oleh massa batuan.

c. *Terpantulkan*

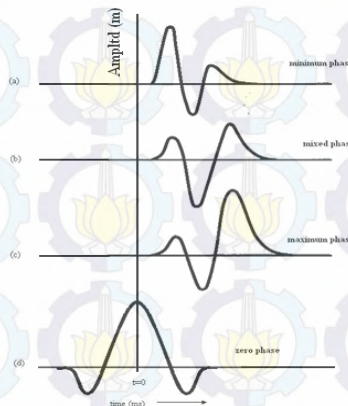
Gelombang seismik terpantulkan sesuai dengan sudut datang gelombangnya.

3.2.2. Wavelet

Wavelet merupakan sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo terbatas. Terdapat empat jenis *wavelet* yang umum diketahui (Gambar 3.4), yaitu *wavelet* fase nol (*zero phase*), fase minimum (*minimum phase*), fase

maksimum (*maximum phase*) dan fase campuran (*mixed phase*). Tipe-tipe *wavelet* tersebut mempunyai letak konsentrasi energi yang berbeda-beda.

Wavelet berfase nol yang sering juga disebut *wavelet* simetris mempunyai konsentrasi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi yang maksimum. *Wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya. *Wavelet* berfase maksimum memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet*. Sedangkan *wavelet* berfase campuran tidak terjadi pemusatan energi baik di awal maupun di akhir *wavelet*. Dalam pengolahan data seismik *wavelet* yang biasa dipakai adalah *wavelet zero phase* dan *minimum phase* (Russel, 1996).



Gambar 3.4. Jenis-jenis *wavelet*

3.2.3. Trace Seismik

Model dasar yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk *trace* seismik yaitu model konvolusi. Proses Konvolusi menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise*. Dalam bentuk persamaan dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (3.1)$$

dimana:

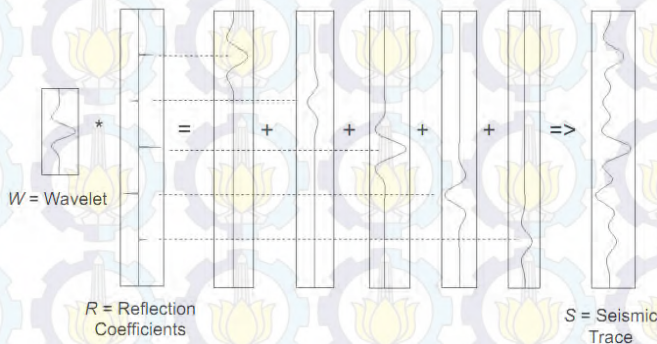
$S(t)$ = *trace* seismik

$W(t)$ = *wavelet* seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi

$n(t)$ = *noise*

Tanda (*) menyatakan konvolusi. Konvolusi dapat dinyatakan sebagai penggantian setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* yang kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1996).



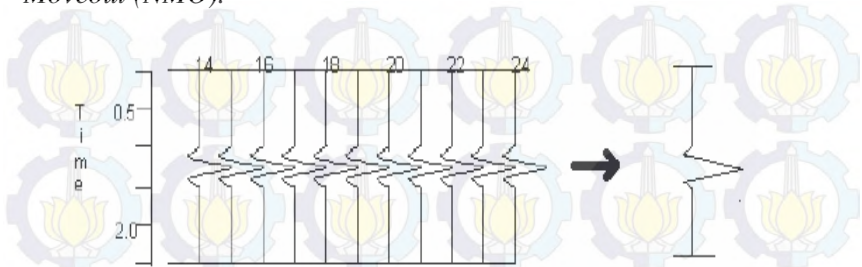
Gambar 3.5. Pembentukan *trace* seismik (Russel, 1996)

Penentuan *wavelet* seismik akan berpengaruh terhadap even-even reflektor pada data seismik. Pada saat konvolusi dengan *wavelet* maka koefisien refleksi akan cenderung direduksi, sehingga akan mengurangi resolusi pada even reflektor yang berdekatan.

3.2.4. *Stacking*

Stacking atau proses *stack* merupakan proses penjumlahan *trace* seismik dalam satu *gather* data. Tujuan dari proses ini adalah untuk meningkatkan *signal to noise ratio* (*S/N*) dan mendapatkan *trace* seismik yang lebih tajam. Proses *stacking* dapat dilakukan berdasarkan *Common Depth Point* (*CDP*) ataupun

sudut datang gelombang dan telah dilakukan koreksi *Normal Moveout (NMO)*.

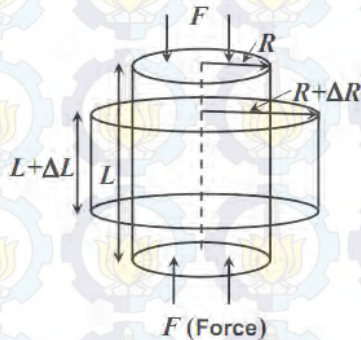


Gambar 3.6. Proses penjumlahan *trace* seismik (*Stacking*)

3.3. Sifat Fisika Batuan

3.3.1 Poisson's Ratio

Poisson's ratio merupakan sebuah konstanta elastis suatu batuan. *Poisson's ratio* juga diartikan sebagai perbandingan dari perubahan bentuk suatu batuan yang diakibatkan pengaruh gelombang P dan gelombang S.



Gambar 3.7. Perubahan fisis *Poisson's Ratio*

Kecepatan Gelombang P atau kompresi merupakan kecepatan gelombang dengan arah pergerakan partikel sejajar

(*longitudinal*) dengan arah perambatan gelombang. Sedangkan kecepatan gelombang S merupakan kecepatan gelombang dengan arah pergerakannya tegak lurus (*transversal*) dengan arah perambatan gelombang.

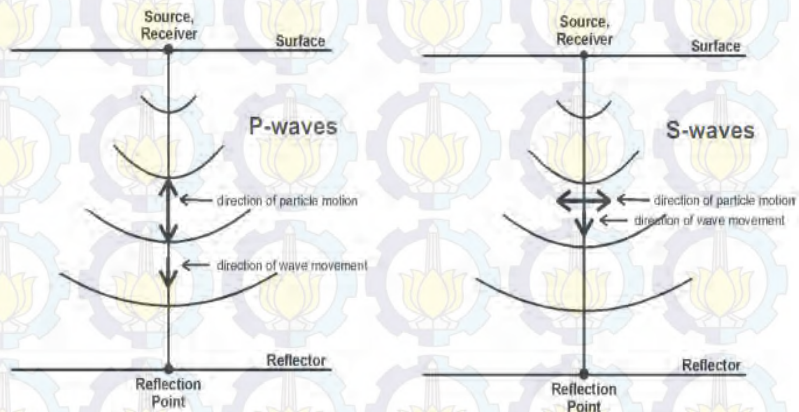
Persamaan *Poisson's ratio* (σ) ditunjukkan pada Persamaan (3.2) di bawah ini:

$$\sigma = \frac{\gamma^2 - 2}{2\gamma^2 - 2} \quad (3.2)$$

Dimana,

$$\gamma = \frac{V_p}{V_s}$$

Poisson's ratio pada umumnya digunakan sebagai indikator keberadaan gas, karena *Poisson's ratio* sangat sensitif terhadap keberadaan fluida. Hal ini dikarenakan nilai V_p yang berubah terhadap saturasi dan jenis fluida yang berbeda sedangkan nilai V_s tidak terlalu berubah, sehingga akan menghasilkan perubahan *Poisson's ratio*.



Gambar 3.8. Perambatan gelombang P dan gelombang S (Russel, 1996)

3.3.2 Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan dengan volume totalnya. Porositas batuan dinyatakan dalam prosen (%) ataupun *fraction* yang dirumuskan dengan:

$$Porositas (\emptyset) = \frac{volume\ pori}{volume\ total} \times 100\% \quad (3.3)$$

Terdapat beberapa jenis porositas yang umumnya digunakan sebagai analisa fisika batuan reservoir yaitu porositas efektif dan porositas total. Porositas total merupakan rasio perbandingan ruang kosong dengan volumen total batuan. Porositas total meliputi seluruh porositas primer dan porositas sekunder. Sedangkan porositas efektif merupakan rongga batuan yang saling berhubungan atau dapat dilalui fluida.

3.3.3 Densitas

Densitas atau masa jenis batuan merupakan nilai kerapatan matrik batuan yang menunjukkan hubungan massa per satuan volume. Besar atau kecilnya densitas batuan di dalam bumi umumnya dipengaruhi oleh beberapa hal, diantaranya yaitu jenis mineral batuan, besarnya porositas, rekahan batuan serta fluida pengisi pori-pori batuan.

3.3.4. Impedansi Akustik

Impedansi Akustik (Z_p) merupakan kemampuan dari suatu batuan dalam melewati gelombang. Nilai impedansi akustik pada batuan dikontrol oleh litologi, porositas, fluida, kedalaman dan juga tekanan. Persamaan impedansi akustik ditunjukkan seperti persamaan di bawah:

$$Z_p = \rho \cdot v \quad (3.4)$$

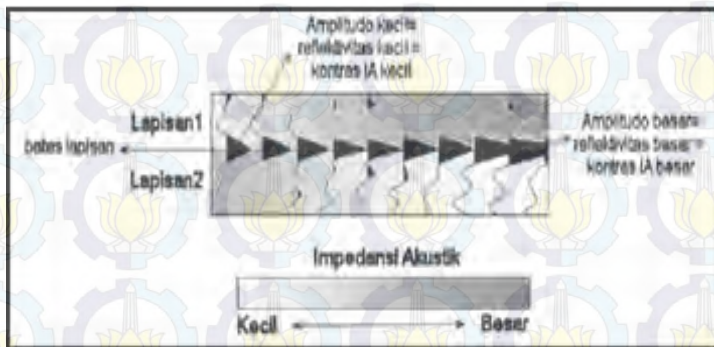
Dimana,

ρ = Densitas (gr/cc)

v = Kecepatan (m/s)

Pada nilai Z_p , meskipun melibatkan dua parameter batuan yang berbeda yaitu densitas dan kecepatan, namun kecepatan lebih memiliki arti fisis yang lebih penting dari pada densitas. Kecepatan lebih sensitif terhadap perubahan litologi ataupun keberadaan fluida, selain itu juga karena orde nilai kecepatan lebih besar dibandingkan orde nilai densitas.

Pada data seismik, refleksi gelombang akan muncul apabila terjadi perubahan nilai AI. Semakin besar nilai koefisien refleksi maka semakin besar pula kontras AI antara suatu lapisan.



Gambar 3.9. Hubungan antara reflektivitas dan AI

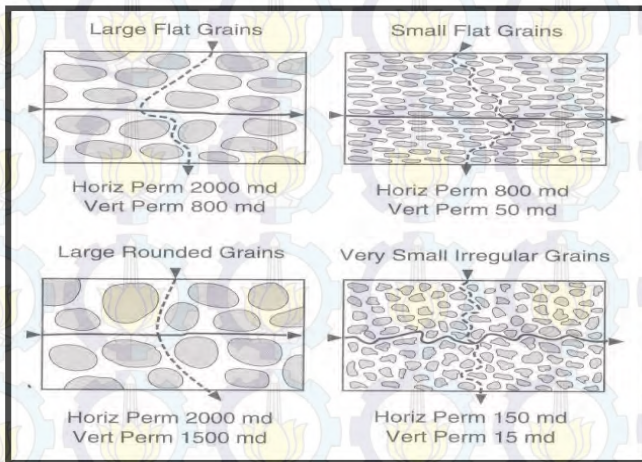
3.3.5. Permeabilitas

Permeabilitas merupakan kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Nilai permeabilitas batuan ditunjukkan dengan satuan *Darcy* atau *Milidarcy* (mD) dan simbol K . Permeabilitas dipengaruhi oleh ukuran dan bentuk pori yang saling berhubungan (*interconnections*) dari suatu batuan.

Porositas memiliki hubungan yang erat terhadap nilai permeabilitas, diantaranya adalah:

- Semakin besar nilai porositas, nilai permeabilitasnya juga semakin besar.
- Batuan yang tua dan kompak memiliki porositas dan permeabilitas yang kecil
- Dolomitisasi menambah nilai porositas dan permeabilitas.

- Permeabilitas dipengaruhi pula oleh besar, bentuk dan hubungan antara butir.



Gambar 3.10. Permeabilitas pada batuan

Besarnya nilai permeabilitas batuan dapat dihitung melalui uji laboratorium ataupun perhitungan matematis berdasarkan data sumur. Terdapat banyak pendekatan untuk menghitung nilai permeabilitas batuan, diantaranya adalah persamaan Wyllie and Rose (1950), Coates (1973) dan juga persamaan Timur (1968).

3.3.6. Saturasi Air

Saturasi air merupakan nilai prosentase volume pori batuan yang terisi air formasi (%). Umumnya dalam suatu pori dapat terisi dari beberapa Kjenis fluida, misalnya air, gas dan minyak. Saturasi air *irreducible* merupakan saturasi air dimana semua air masuk kedalaman batuan. Saturasi air dapat dicari dari perhitungan log dan juga uji laboratorium. Pada perhitungan saturasi air menggunakan data log, perhitungan saturasi air dikembangkan dari persamaan Archie.

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.5)$$

Dimana,

a = faktor *tortuosity*

R_w = resistivitas air formasi pada temperatur formasi

R_t = resistivitas formasi (*deep resistivity*)

ϕ = porositas

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi

persamaan Archie mengalami banyak perkembangan sesuai dengan berbagai kondisi, sehingga menghasilkan beberapa persamaan saturasi air lain seperti persamaan Simandoux, persamaan Indonesia, persamaan Nigeria, persamaan Dual water ataupun Waxman-Smith.

3.3.7. Rigiditas (μ) dan Inkompresibilitas (λ)

Rigiditas merupakan tingkat kemampuan suatu batuan untuk berubah bentuk terhadap gaya yang mengenainya. Semakin besar kerapatan matriks batuan maka akan semakin mudah pula mengalami *slide over* antara satu dengan yang lainnya. Pemisalan sederhana pada parameter ini adalah pada kartu, lempung, batu bata dan batu gamping. Kartu dan lempung memiliki rigiditas rendah karena mudah untuk *slide over*, sebaliknya batu bata dan gamping memiliki rigiditas tinggi karena sulit untuk *slide over*. Hasil perkalian μ dengan ρ dapat digunakan sebagai indikasi perubahan litologi dalam formasi karena sensitifitasnya terhadap matriks batuan.

Inkompresibilitas merupakan parameter yang menunjukkan besarnya perubahan volume bila dikenai oleh gaya. Apabila suatu batuan mudah untuk dikompresi maka semakin kecil nilai inkompresibilitasnya. Dalam pemisalan, spon dan pasir memiliki nilai inkompresibilitas yang rendah karena mudah untuk berubah bentuk. Sebaliknya batu gamping dan batu bata memiliki nilai inkompresibilitas yang tinggi. Perkalian parameter λ dengan ρ

dapat digunakan sebagai indikasi keberadaan fluida karena keberadaan gas pada pori batuan akan menyebabkan batuan tersebut mudah terkompresi.

Parameter λ dan μ memiliki pengaruh terhadap kecepatan gelombang p (V_p) dan kecepatan gelombang s (V_s) sesuai dengan persamaan di bawah ini.

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3.6)$$

Dan

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.7)$$

Persamaan (3.6) dan (3.7) dapat ditarik hubungan terhadap persamaan impedansi elastik dan impedansi seperti persamaan di bawah ini.

$$Z_s^2 = (\rho \cdot V_s)^2 = \mu \cdot \rho \quad (3.8)$$

Dan,

$$Z_p^2 = (\rho \cdot V_p)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \quad (3.9)$$

Atau,

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (3.10)$$

Dimana Z_p merupakan impedansi akustik dan Z_s merupakan impedansi elastik. Parameter $\mu\rho$ berfungsi sebagai indikator litologi karena bersifat sensitif terhadap matriks batuan dan tidak dipengaruhi oleh fluida, sedangkan $\lambda\rho$ berfungsi sebagai indikator keberadaan fluida karena mendapatkan pengaruh dari parameter inkompresibilitas yang sensitif terhadap keberadaan fluida.

3.4. *Amplitude Variation with Offset (AVO)*

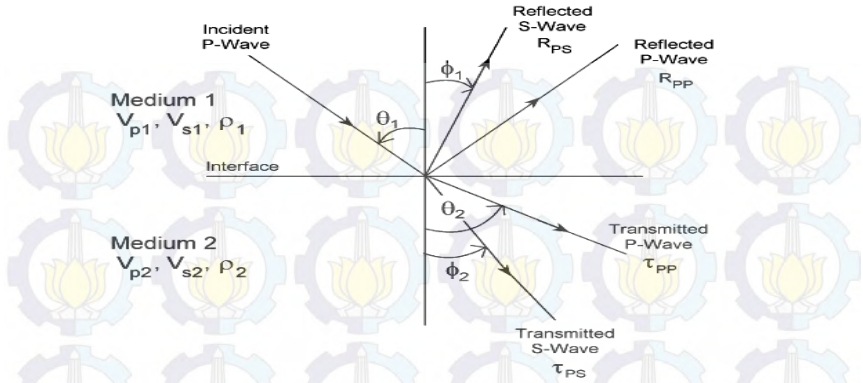
3.4.1. Prinsip Dasar AVO

Metode AVO pertama kali ditujukan sebagai suatu teknik untuk melakukan validasi anomali amplitudo pada data seismik yang berasosiasi dengan kehadiran gas pada reservoir (Ostrander, 1984). Anomali amplitudo muncul sebagai akibat dari penurunan

koefisien refleksi gelombang seismik secara drastis pada lapisan yang mengandung gas dengan koefisien refleksi dari lapisan-lapisan disekitarnya. Fenomena ini dinamakan dengan fenomena *bright spot*. Dalam prakteknya tidak semua *bright spot* menunjukkan kehadiran gas karena sisipan batubara, lapisan yang sangat berpori ataupun rekahan, lapisan garam, konglomerat serta *tuning effect* dari lapisan-lapisan tipis dapat juga menghasilkan anomali *bright spot* (Munadi, 1993). Metode AVO dikembangkan untuk mereduksi ambiguitas interpretasi keberadaan hidrokarbon tersebut.

Prinsip dasar AVO didasarkan pada adanya perubahan anomali amplitudo sinyal refleksi terhadap pertambahan *offset* yang diakibatkan oleh terpantulnya gelombang pada batas lapisan yang mengandung fluida. Pertambahan *offset* tidak hanya didasarkan pada bertambahnya jarak antara sumber dan penerima namun juga sebagai bertambahnya sudut datang dari gelombang. Sehingga bisa dikatakan juga bahwa semakin besar sudut datang maka semakin besar pula *offset*.

AVO muncul akibat adanya partisi energi pada saat melewati bidang reflektor. Sebagian energi akan dipantulkan dan sebagian lainnya akan ditransmisikan. Ketika gelombang seismik menuju batas lapisan dengan sudut datang tidak sama dengan nol maka konversi gelombang P menjadi gelombang S akan terjadi. Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan tertransmisikan tergantung pada sifat fisik di antara bidang reflektor. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), densitas (ρ) dari setiap lapisan, serta sudut datang (θ_i) sinar seismik. Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan, yaitu amplitudo refleksi gelombang P, amplitudo transmisi gelombang P, amplitudo refleksi gelombang S, dan amplitudo transmisi gelombang S seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 3.11. Perbedaan nilai kecepatan dan densitas pada batas antara lapisan tersebut akan mengakibatkan berbeda pula koefisien refleksi yang dihasilkan.



Gambar 3.11. Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Russell, 1996)

3.4.2. Persamaan Zoeppritz

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz (1919) yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik (densitas, kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S). Persamaan hasil analisa koefisien refleksi atau yang disebut persamaan Zoeppritz dapat dituliskan dalam bentuk persamaan matriks.

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

dimana :

- A = amplitudo gelombang P refleksi
- θ_1 = sudut datang gelombang P
- B = amplitudo gelombang S refleksi

- θ_2 = sudut bias gelombang P
 C = amplitudo gelombang P transmisi
 ϕ_1 = sudut pantul gelombang S
 D = amplitudo gelombang S transmisi
 ϕ_2 = sudut bias gelombang S
 α = kecepatan gelombang P
 ρ = densitas
 β = kecepatan gelombang S

Aki, Richards dan Frasier kemudian membuat pendekatan terhadap persamaan Zoeppritz. Persamaan ini merupakan persamaan yang digunakan dalam analisa AVO dan atribut AVO.

$$R(\theta) = R_{po} + G \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (3.12)$$

Dimana,

$$R_{po} = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

$$G = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{Vp} - 4 \left[\frac{\Delta Vs}{Vs} \right]^2 \frac{\Delta Vs}{Vs} - 2 \left[\frac{\Delta Vs}{Vs} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{Vp}$$

R_{po} merupakan linearisasi dari koefisien refleksi pada sudut datang sama dengan nol. G merupakan gradient dan C adalah kurvatur. Perhitungan koefisien refleksi gelombang P dari persamaan Zeoppritz disederhanakan lagi oleh Shuey (1985) menjadi:

$$R(\theta) = R_p + \left(R_p A_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2} \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta \alpha}{\alpha} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \right) \quad (3.13)$$

Dimana,

$$\sigma = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2)}{2}$$

$$A_0 = B - 2(1 + B) \frac{1 - 2\sigma}{1 - \sigma}$$

$$B = \frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho}$$

Dengan,

σ = Rata-rata *Poisson's ratio*

$\Delta\sigma$ = Perbedaan σ yang melewati bidang batas $\sigma_2 - \sigma_1$

α = Rata-rata kecepatan gelombang

$\Delta\alpha$ = Perbedaan Vp yang melewati bidang batas

θ = Rata-rata sudut datang dan sudut transmisi

ρ = Rata-rata densitas formasi

$\Delta\rho$ = Perbedaan densitas yang melewati bidang batas

Persamaan Shuey pada setiap sukunya menggambarkan satu selang sudut yang berbeda-beda. Suku pertama menunjukkan nilai Rp jika sudut datang sama dengan nol, suku kedua menunjukkan nilai Rp jika sudut datang menengah sedangkan suku ketiga menunjukkan nilai Rp jika sudut datang mendekati sudut kritis. Dari pendekatan Aki-Richard dan Shuey terhadap persamaan Zoeppritz dapat diekspresikan dalam persamaan yang lebih sederhana dengan mengasumsikan sudut kecil yaitu:

$$R(\theta) = R_p + G \sin^2 \theta \quad (3.14)$$

Persamaan ini linear jika kita mengplot R sebagai fungsi dari $\sin^2 \theta$. Selanjutnya dapat dilakukan analisa regresi linear pada amplitudo seismik untuk mengestimasi nilai *Intercept* (Rp) dan *Gradient* (G). Tetapi, pertama harus dilakukan transformasi pada

data seismik *gather* dari domain offset menjadi domain sudut datang.

Analisa kuantitatif AVO dapat dilakukan pada data *seismic gather Common Mid Point (CMP)*, *super gather* dan *Common Depth Point (CDP)*. Setiap harga amplitudo dari setiap *offset* dalam data *gather* secara sederhana diregresi secara linier untuk simplifikasi hubungan antara amplitudo terhadap *offset*. Dari sini munculah attribut AVO yaitu *intecpt* dan *gradient* dari garis tersebut yang menggambarkan hubungan respon amplitudo terhadap sudut datang gelombang seismik.

3.4.3. Atribut AVO

Atribut AVO berguna dalam peningkatan interpretasi dan analisa reservoir hidrokarbon. Atribut AVO diantaranya adalah atribut *intercept (A)*, *gradient (B)*, *product (A*B)*, *scaled poisson ratio (aA+bB)* dan *fluid factor (F)* dan lain-lain.

3.4.3.1. *Intercept (A)*

Atribut *intercept* merupakan nilai koefisien refleksi gelombang seismik pada *zero offset* atau sudut datang nol (*zero angle axis*). *Intercept* merupakan suku pertama dari pendekatan shuey terhadap persamaan zoeppritz. Atribut *intercept* akan memperlihatkan apakah anomali AVO terjadi pada amplitudo yang besar atau kecil.

3.4.3.2. *Gradient (B)*

Gradient (B) merupakan kemiringan garis atau *slope* yang menggambarkan perubahan amplitudo terhadap sudut datang θ . Perubahan amplitudo digunakan sebagai karakteristik data seismik yang menunjukkan keberadaan fluida. Atribut *gradient* merupakan suku ke dua dari pendekatan Shuey (1985). Dari atribut ini akan dapat diketahui apakah anomali AVO menunjukkan pengurangan amplitudo atau penambahan amplitudo.

3.4.3.3. *Product (A*B)*

Atribut *product* merupakan atribut hasil perkalian antara *intercept* dengan *gradient*. Atribut ini sering digunakan sebagai indikator keberadaan gas secara langsung. Apabila nilai hasil perkalian kedua faktor tersebut positif, berarti ada suatu pertambahan absolut terhadap *offset* dan menghasilkan anomali *bright spot* pada data seismik. Apabila hasil perkalian bernilai negatif, berarti ada pengurangan amplitudo absolut terhadap *offset* dan menghasilkan anomali *dim spot* pada data seismik.

2.4.3.4. *Scaled Poisson's ratio (aA+bB)*

Atribut *Scaled Poisson's Ratio* merupakan atribut yang merepresentasikan harga *Poisson's Ratio* yang terskala pada a dan b dengan asumsi lapisan bumi bersifat homogen isotropis. Atribut ini digunakan untuk mengetahui dominasi fluida pada data seismik. Selama ini atribut *Poisson's Ratio* baik digunakan untuk respon AVO batu pasir kelas I dan III.

2.4.3.5. *Fluid Factor (FF)*

Atribut *Fluid Factor* merupakan atribut turunan dari deviasi terhadap *mur rock line* yang digunakan untuk menunjukkan kecenderungan fluida. Atribut *Fluid Factor* dikenal sebagai *Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)*, dengan menunjukkan amplitudo rendah refleksi yang berasosiasi dengan sekuen sedimen klastik atau kandungan hidrokarbon. *Fluid Factor* secara fisis didapatkan dari hasil *crossplot* log V_p dan V_s . Titik-titik yang menjauh dari *trend background* menunjukkan indikasi adanya pengaruh fluida.

3.5. Atribut seismik

Atribut seismik merupakan transformasi matematis dari data tras seismik. Atribut seismik juga didefinisikan sebagai sifat kuantitatif dari data seismik yang merepresentasikan besaran waktu, amplitudo, fasa, frekuensi dan atenuasi. Atribut seismik digunakan sebagai alat bantu dalam interpretasi data seismik,

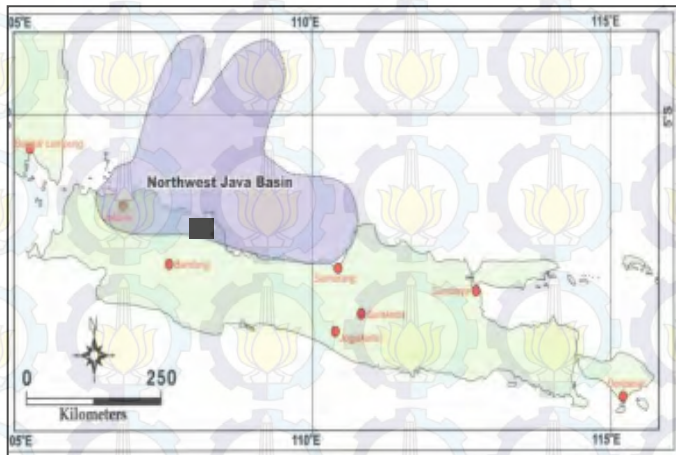
BAB IV METODOLOGI

4.1. Lokasi Penelitian

Penelitian tugas akhir ini dilakukan di PT. Pertamina EP, fungsi eksplorasi jawa, lantai 16 kantor pusat PT. Pertamina EP, gedung menara Standart Chartered, Jl. Prof. Dr. Satrio, Jakarta Selatan.

4.2. Data Penelitian

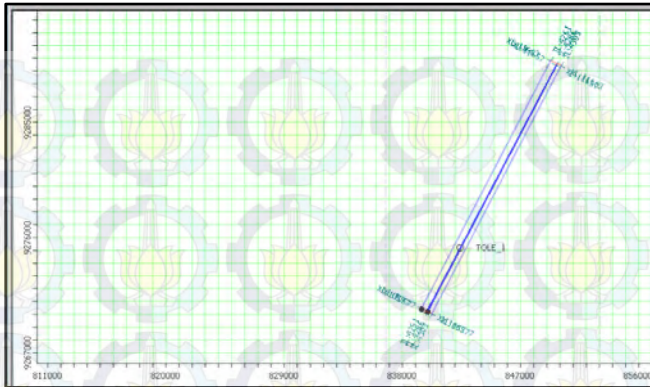
Pada penelitian ini digunakan data *seismic CDP gather*, data sumur, data *checkshot* dan data kecepatan yang diukur di lapangan Katiman (Gambar 4.1). Penjelasan mengenai data tersebut adalah sebagai berikut.



Gambar 4.1. Lokasi Penelitian

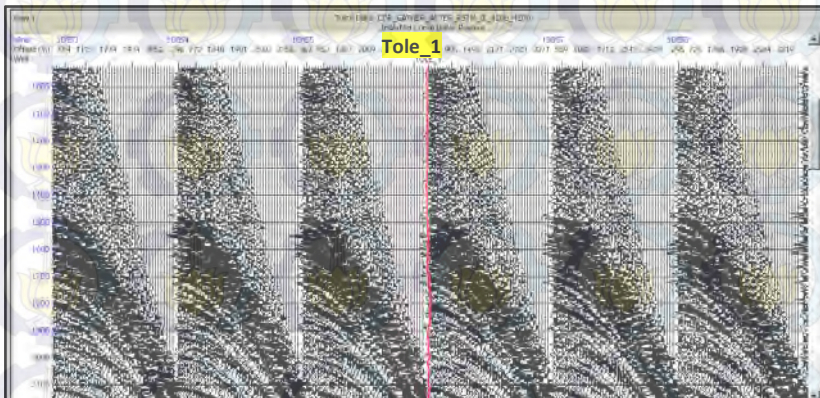
4.2.1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini merupakan data *seismic gather section 2D* dengan *inline* 4286-4288 dan *xline* 10577-11657 yang merupakan bagian dari data seismik 3D lapangan Katiman, cekungan Jawa Barat bagian Utara.



Gambar 4.2. Basemap data seismik

Data seismik lapangan Katiman belum dilakukan proses koreksi *Normal Moveout (NMO)* sehingga penampang reflektor masih melengkung kebawah. *Trace interval* dari data seismik ini adalah 40 m. Gambar 4.3 menunjukan data seismik yang menjadi input dalam penelitian ini.



Gambar 4.3. Penampang data *gather* seismik *inline* 4286 dan sumur Tole_1

4.2.2. Data Sumur

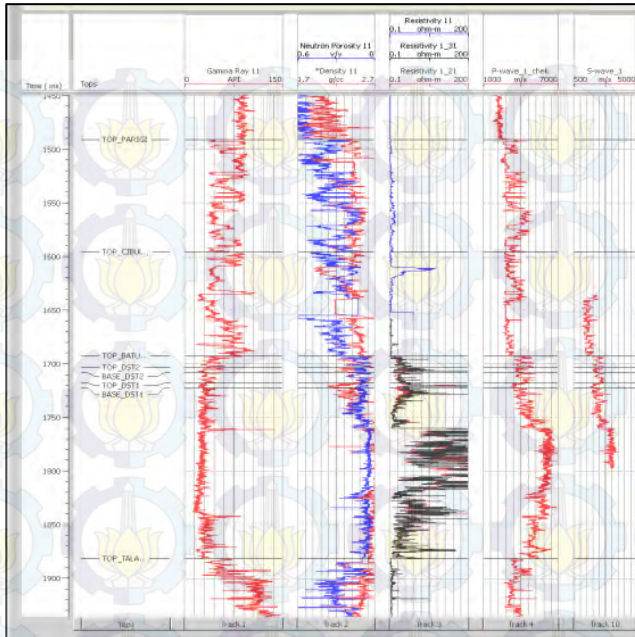
Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah sumur Tole_1 yang merupakan jenis sumur vertikal. Data sumur yang digunakan dalam format *.LAS* dengan kelengkapan data ditunjukkan pada Tabel 4.1 di bawah.

Tabel 4.1. Data sumur Tole_1

LOG	Tipe
HCAL	<i>Caliper (inch)</i>
RHOZ	<i>Density (g/cc)</i>
TNPH	<i>Porosity (v/v)</i>
GR	<i>Gamma ray (API)</i>
SP	<i>Resistivity (mV)</i>
DTCO	<i>P-wave (us/ft)</i>
DTSM	<i>S-wave (us/ft)</i>
BS	<i>Bit size (inch)</i>
HTEM	<i>Temperature (DEGF)</i>
RXO	<i>Laterolog (ohmm)</i>
LLD	<i>Laterolog (ohmm)</i>
LLM	<i>Laterolog (ohmm)</i>

Tabel 4.1 menunjukkan kelengkapan data sumur pada kedalaman 1705 m – 2248 m yang merupakan zona bit 12.25 Inchi dan mencakup formasi Cibulakan Atas sampai formasi Talang Akar.

Total kedalaman sumur Tole_1 adalah 359.5 m – 3032 m. Setiap kedalaman dari sumur Tole_1 memiliki kelengkapan data yang berbeda-beda tergantung dari alat *logging* yang digunakan di kedalaman tertentu. Data Log sumur Tole_1 beserta marker sumur yang mencakup formasi Parigi, formasi Cibulakan Atas, formasi Baturaja dan formasi Talang Akar ditunjukkan seperti Gambar 4.4. Namun untuk data *sonic* Vs hanya mencakup formasi Cibulakan Atas dan sebagian dari formasi Baturaja.



Gambar 4.4. Data sumur Tole_1 dan marker horizon (kedalaman mencapai top Parigi)

4.2.3. Data checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk melakukan koreksi terhadap data log sonik (V_p) yang tujuannya untuk koreksi *depth-time table* dari data sonik. Hal ini diperlukan karena data yang terekam pada sumur memiliki domain kedalaman sedangkan nantinya data sumur akan dikorelasikan dengan data seismik yang memiliki domain waktu. Selanjutnya *depth-time table* dan data V_p tersebut digunakan untuk mengikat data seismik pada proses *well seismic tie*.

4.2.4. Data Kecepatan *Stacking*

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini belum mengalami proses *Normal Move Out (NMO)*. Sehingga

diperlukan data kecepatan untuk melakukan koreksi NMO terhadap data seismik.

4.3. Perangkat Lunak

Perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Interactive Petrophysics 3.5 (IP 3.5)
IP 3.5 digunakan untuk melakukan analisa terhadap data sumur yang meliputi perhitungan *petrophysics* dan penentuan daerah prospek hidrokarbon.
2. Hampson Russell 9 (HRS 9)
Perangkat lunak HRS 9 digunakan untuk melakukan pengolahan data sumur dan data seismik. Pengolahan data sumur meliputi koreksi checkshot, *well seismic tie* (korelasi sumur) dan *crossplot* data sumur. Pengolahan data seismik pada HRS 9 meliputi analisa AVO, *stacking* data seismik, *conditioning* data, transformasi *Lambda-Mu-Rho* dan analisa atribut seismik.

4.4. Pengolahan Data

Alur tahapan kerja pada penelitian ini ditunjukkan pada Gambar 4.5.

Gambar 4.5 Diagram penelitian

Penjelasan mengenai tahapan-tahapan pengolahan data dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.4.1. Input Data Sumur

Pada input data sumur yang perlu diperhatikan adalah kesesuaian kurva log dengan satuan dari setiap log. Informasi yang juga dimasukan adalah nilai *surface elevation*, *Kelly Bushing (KB) elevation* dan *step value* data.

Pada penelitian ini dilakukan input data pada perangkat lunak IP 3.5 dan HRS 9. Pertama, digunakan perangkat lunak IP 3.5 untuk dilakukan analisa petrofisika, selanjutnya digunakan perangkat lunak HRS 9 untuk koreksi *checkshot* dan korelasi sumur dengan data seismik.

4.4.2. Analisa Petrofisika

Analisa petrofisika dilakukan menggunakan perangkat lunak IP 3.5 yang tujuannya untuk mengetahui daerah prospek hidrokarbon. Pada bagian ini dilakukan perhitungan-perhitungan properti batuan untuk mendapatkan detail informasi di daerah penelitian. Sumur yang digunakan pada analisa petrofisika ini hanya pada kedalaman 1705 m – 2248 m yang meliputi dua formasi yaitu formasi Cibulakan Atas dan formasi Baturaja.

Pertama dilakukan perhitungan *volume clay* menggunakan log *gamma ray*, selanjutnya dilakukan perhitungan porositas total, porositas efektif, saturasi air menggunakan persamaan Indonesia dan permeabilitas menggunakan persamaan Timur. Pehitungan *volume clay* menggunakan Persamaan (4.1).

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{maks} - GR_{min}} \quad 4.1$$

Dimana,

GRmin

= nilai minimal *Gamma Ray*

GRmaks

= nilai maksimum *Gamma Ray*

Penentuan GR maks dan GR min ditentukan dari nilai maksimum dan minimum log *gamma ray* pada masing-masing zona. Perhitungan saturasi air digunakan persamaan Indonesia yang ditunjukkan pada Persamaan (4.2).

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{cl}^{(1-(V_{cl}/2))}}{\sqrt{Rcl}} \right) \times S_w^{n/2} \quad 4.2$$

Dimana,

- Rt = resistivitas total
- Rw = resistivitas air
- Vcl = *volume clay*
- m = faktor sementasi
- a = *tortousity factor*

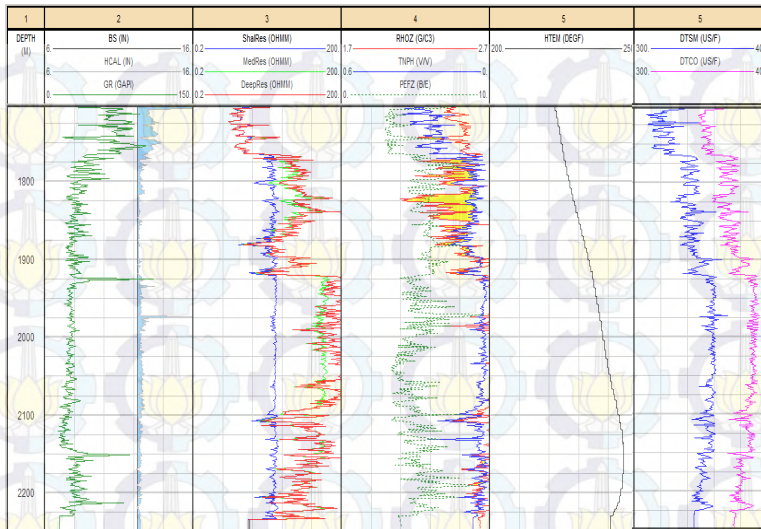
Perhitungan permeabilitas menggunakan persamaan Timur (1968) yang ditunjukkan seperti Persamaan (4.3).

$$K = 8649 \frac{\phi^{4.4}}{S_w^2} \quad 4.3$$

Dimana,

- ϕ = porositas efektif
- S_w = saturasi air

Selain perhitungan permeabilitas dan saturasi air dilakukan juga perhitungan parameter porositas total, porositas efektif, *p-impedance*, *s-impedance* dan *lambda mu rho*. Perhitungan porositas menggunakan data log porositas neutron dan log densitas. perhitungan parameter *lambda mu rho* menggunakan log V_p, V_s dan densitas sesuai Persamaan (3.8) dan Persamaan (3.10). Dari parameter-parameter tersebut juga akan dilakukan analisa crossplot untuk mengetahui karakteristik fluida gas pengisi reservoir terhadap masing-masing parameter. Gambar 4.6. menunjukkan data sumur Tole_1 pada kedalaman 1705 m – 2248 m sebelum dilakukan analisa petrofisika.

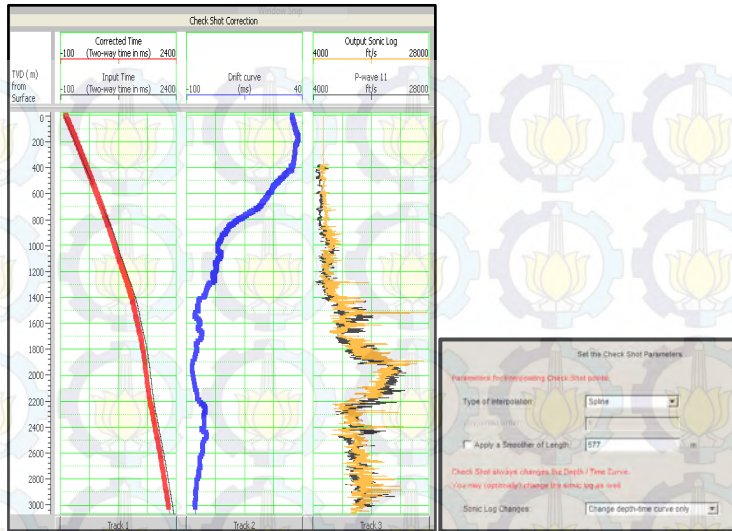


Gambar 4.6. Data sumur Tole_1 kedalam 1705 m – 2248 m yang akan dilakukan analisa petrofisika

4.4.3. Koreksi *checkshot*

Koreksi *checkshot* dilakukan untuk menyamakan data *depth-time* dari data sonik yang terukur di lapangan dengan data *checkshot*. Pada penelitian ini koreksi *checkshot* tidak mengubah data V_p yang terukur, namun hanya mengubah data kurva *depth-time* dari data V_p . Tipe korelasi yang dipilih adalah tipe *spline*, karena pada tipe ini memberikan kurva yang lebih *fit* atau berimpitan seperti pada kolom satu Gambar 4.7.

Gambar 4.7 menunjukkan hasil koreksi *checkshot* dan parameter yang digunakan. Kurva merah merupakan *depth-time* yang dikoreksi, sedangkan kurva hitam merupakan *time input* dari data *checkshot*. Kurva biru adalah kurva *drift* yang menunjukan perbedaan data *depth-time*. *Track* paling kanan menunjukkan data V_p dari sumur. Pada gambar 4.7 ditunjukkan pula parameter-parameter yang digunakan dalam melakukan koreksi *check shot*.



Gambar 4.7. Koreksi *checkshot* sumur Tole_1

4.4.4. Input Data Seismik

Dalam input data seismik, semua informasi yang dibutuhkan sudah tercatat pada *header data*. Hal yang perlu diperhatikan dalam input data seismik adalah kesesuaian geometri dan koordinat dari data seismik. Apabila geometri tidak sesuai maka data seismik tidak akan bisa dikorelasikan dengan data sumur karena tidak pada lintasan yang sama.

4.4.5. Koreksi NMO

Data seismik yang digunakan masih belum melalui proses NMO, sehingga harus dilakukan NMO terlebih dahulu menggunakan data kecepatan seismik. Koreksi NMO digunakan untuk meluruskan kembali reflektor yang sebelumnya terpengaruh oleh *delta-t* akibat perbedaan waktu tempuh gelombang seismik.

Koreksi NMO menggunakan Persamaan (4.4) seperti ditunjukkan di bawah.

$$\tau_i^2 = \tau_0^2 + \frac{x^2}{V_{rms}^2} \quad 4.4$$

Dimana,

- τ_i = waktu pada *offset* tertentu (TWT)
- τ_0 = waktu pada *zero offset* (TWT)
- x = *offset*
- V_{rms} = kecepatan *Root mean square* (RMS)

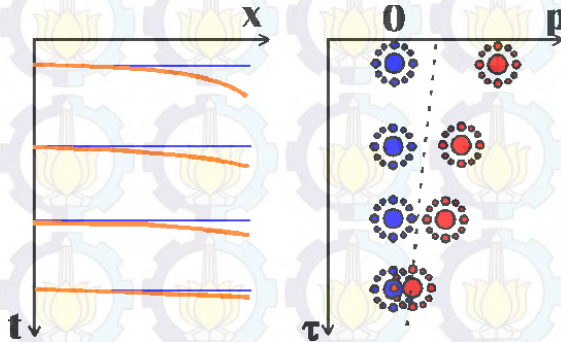
4.4.6. Data Conditioning

Setelah data seismik dimasukkan dan dilakukan koreksi NMO maka selanjutnya dianalisa apakah pada data seismik sudah terlihat anomali AVO dan terbebas dari *noise*. Pada penelitian ini setelah dilakukan NMO ternyata masih banyak terdapat *noise* dan reflektor seismik masih belum lurus karena adanya *NMO stretching* dan pengaruh lain, sehingga perlu dilakukan *data conditioning*.

Data conditioning yang dilakukan pada penelitian ini meliputi:

- *Bandpass filter*
Bandpass filter merupakan salah satu filter untuk menghilangkan *noise* yang berada pada spektrum frekuensi rendah dan tinggi. Penentuan parameter pada proses *bandpass filter* didasarkan pada proses *scanning* spektrum amplitudo dari data seismik.
- *Trim static*
Proses *trim static* digunakan untuk mengatasi masalah *migration move out* pada data *pre-stack*. Masalah *migration move out* bisa berupa tren naik ataupun tren menurun sehingga perlu dikoreksi untuk mendapatkan tren yang lurus. Proses ini didasarkan pada perubahan optimal yang didasarkan pada *cross-correlation* dari setiap *trace seismic*.
- *Parabolic radon transform*
Parabolic radon transform merupakan proses yang digunakan untuk menghilangkan efek *multiple* dan *random noise*. Proses ini juga digunakan untuk

memperbesar nilai *Signal to Noise ratio* (S/N). Proses *parabolic radon transform* akan mereduksi *multiple* dan *random noise* berdasarkan kemiringan even.



Gambar 4.8. Skema filter *parabolic radon transform*

Prinsip filter ini adalah konversi dari domain *time-offset* menjadi domain *tau-p* (Gambar 4.8). Selanjutnya pada domain *tau-p* data akan dikoreksi berdasarkan parameter frekuensi dan desain *muting* yang dibuat. Setelah itu maka data akan ditransformasikan kembali kedalam domain *time-offset*. Namun tidak semua data yang ditransformasikan, hanya even yang berada di dalam desain *muting* saja yang di transformasi ke dalam domain *time-offset*.

- *Muting*

Muting digunakan untuk membuang data yang dianggap tidak digunakan pada data gather dengan mengatur nilai amplitudo data menjadi nol. Proses *muting* didasarkan pada sudut datang dan data pada tiap reflektor.

- *Super gather*

Super gather merupakan proses pembentukan *CDP gather* baru dari data rata-rata *CDP gather*. Proses *super gather* dilakukan setelah data dilakukan *muting* untuk meningkatkan S/N rasio. Proses *super gather* dilakukan

dengan melakukan penggabungan *CDP gather* di sekitarnya.

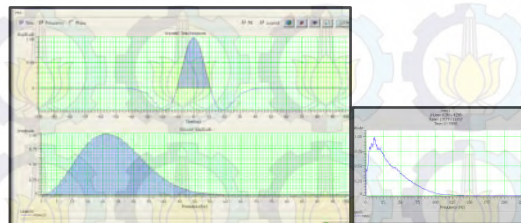
- *Angle gather*

Angle gather merupakan proses mentransformasikan data *gather* dari domain *offset* menjadi domain sudut yang merepresentasikan sudut datang. Proses *angle gather* dilakukan untuk meningkatkan S/N rasio dan juga nantinya digunakan untuk analisa AVO.

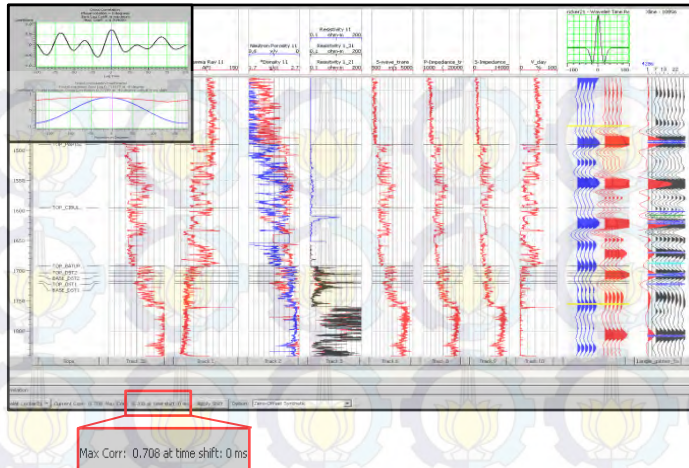
4.4.7. Well Seismic Tie (Korelasi sumur)

Well seismic tie merupakan proses pengikatan data seismik dengan data sumur. Data seismik dan data sumur memiliki domain yang berbeda. Pada data seismik memiliki domain waktu sedangkan data sumur memiliki domain kedalaman, sehingga diperlukan pengikatan dari data tersebut. Pengikatan ini dilakukan dengan menyamakan seismogram sintetik dari data sumur dengan *trace seismic*.

Proses korelasi sumur merupakan proses yang sangat penting karena apabila ada kesalahan dapat berakibat pada kesalahan interpretasi reflektor seismik. Data sumur yang digunakan adalah data *sonic log* yang sudah dikoreksi *checkshot*. Pada korelasi sumur *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet ricker zero phase* dengan frekuensi dominan 21 Hz. Frekuensi dominan didapatkan dari proses *scaning* spektrum amplitudo (Gambar 4.9).



Gambar 4.9. *wavelet Ricker* dan spektrum amplitudo



Gambar 4.10. hasil korelasi sumur sumur Tole_1

Gambar 4.10. menunjukkan hasil korelasi sumur Tole_1 dengan data seismik. Korelasi sumur ini tanpa melakukan proses *stretching* karena dapat merubah data sonik sumur Tole_1. Korelasi sumur dilakukan pada *window* mulai 1460 ms sampai 1755 ms, dan didapatkan nilai korelasinya sebesar 0.708.

4.4.8. Analisa AVO Data Seismik

Analisa AVO dilakukan pada data seismik hasil *angle gather* dengan sudut datang 0° - 42° . Analisa ini dilakukan untuk mengetahui anomali AVO pada data seismik yang di representasikan dengan hubungan perubahan amplitudo terhadap *offset* atau sudut datang. Analisa AVO dilakukan pada dua zona, yang pertama pada karbonat formasi Parigi dan yang kedua pada karbonat formasi Baturaja. Karbonat formasi Parigi mewakili sebagai zona kosong karena pada daerah tersebut tidak ditemukan adanya kandungan gas. Karbonat formasi Baturaja mewakili sebagai zona gas, karena dari analisa petrofisika sumur Tole_1 pada formasi baturaja juga menunjukkan adanya gas. Selain itu pada formasi baturaja juga telah dilakukan (*Drill Stem Testing*) *DST* dan hasilnya menunjukkan adanya gas.

Dari hasil analisa AVO ini juga akan didapatkan hubungan *crossplot* antara *intercept* (A) dan *gradient* (B) yang akan digunakan sebagai salah satu parameter karakterisasi reservoir target. Hasil *crossplot intercept* (A) dan *gradient* (B) tersebut nantinya akan digunakan sebagai acuan *crossplot* data seismik *intercept* (A) dan *irradient* (B) hasil atribut AVO yang akan digunakan sebagai interpretasi persebaran *Top* dan *base* zona gas pada data seismik.

4.4.9. Analisa AVO Data Sumur

Analisa AVO juga dilakukan pada data seismik sintetik dari data sumur yang bertujuan untuk validasi analisa AVO dari data seismik. Analisa AVO data seismik sintetik ini dilakukan pada sudut datang sama dengan data seismik yaitu $0^0 - 42^0$. Dari analisa ini juga akan didapatkan hubungan perubahan amplitudo terhadap offset atau sudut datang dan juga hubungan *crossplot intercept* (A) dan *gradient* (B). Zona penelitian pada data seismik sintetik sama dengan zona pada data analisa AVO data seismik yaitu formasi Parigi dan formasi Baturaja.

4.4.10. Proses Atribut AVO

Proses ini merupakan proses menganalisa data *gather seismic* menggunakan atribut AVO. Data *gather* yang digunakan adalah data hasil proses *angle gather* dengan sudut $0^0 - 42^0$. Atribut AVO merupakan output dari persamaan pendekatan Aki-Richard (1980) dan Fatty (1994). Sehingga ada cukup banyak atribut AVO, namun yang digunakan dalam penelitian ini adalah atribut *intercept* (A), *gradient* (B), *product* ($A*B$), *scaled Poisson's ratio* dan *fluid factor*. Penjelasan masing-masing atribut seperti di bawah ini:

- *Intercept* (A)

Intercept merupakan respon amplitudo pada *zero offset*. Atribut *intercept* dicari dari suku pertama persamaan Shuey (1985) dalam penelitian ini atribut *intercept*

digunakan untuk menunjukkan persebaran nilai amplitudo pada zero offset di data *seismic stack*.

- *Gradient (B)*

Gradient merupakan kemiringan garis atau *slope* yang menggambarkan perubahan amplitudo relatif terhadap *offset*. Pada penelitian ini informasi positif dan negatif dari atribut ini digunakan untuk melihat kemiringan relatif terhadap *offset*, yang nantinya akan digunakan bersama atribut *intercept*.

- *Product (A*B)*

Atribut didapat dari hasil kali *trace* seismik pada atribut *intercept (A)* dan *gradient (B)*. Pada penelitian ini atribut *product* digunakan untuk melihat adanya penambahan atau pengurangan amplitudo pada data *stack* seismik.

- *Scaled Poisson's Ratio (aA+bB)*

Atribut *scaled Poisson's ratio* merupakan harga *Poisson's ratio* yang terskala pada A dan B. pada penelitian ini atribut *scaled Poisson's ratio* digunakan untuk melihat asosiasi gas pada anomali AVO.

- *Fluid Factor*

Atribut *fluid factor* merupakan atribut turunan dari deviasi terhadap *mud rock line* yang digunakan untuk menunjukkan kecenderungan fluida. Atribut ini ditentukan dari reflektifitas gelombang P (R_p), reflektifitas gelombang S (R_s), V_p dan V_s . Sehingga pada penelitian ini pertama dicari R_p dan R_s menggunakan data *gather* seismik.

4.4.11. Atribut Seismik

Proses pembentukan data seismik atribut dilakukan pada data seismik *post stack*. Data *angle gather* di *stack* berdasarkan sudut datangnya (*angle stack*) untuk mendapatkan data *post stack*. Pada analisa data seismik terdapat banyak sekali analisa atribut seismik yang diklasifikasikan berdasarkan turunan-turunan data seismik. Pada penelitian ini akan dilakukan analisa menggunakan

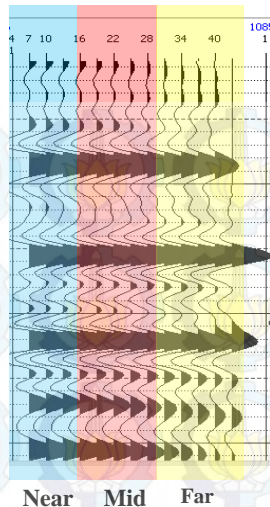
atribut *Instantaneous Frequency*, *Amplitude Envelope* dan *Sweetness*. Pemilihan atribut tersebut didasarkan pada sensitifitas dari masing-masing atribut dalam identifikasi zona gas.

- *Instantaneous Frequency*
Input data yang digunakan dalam atribut ini adalah data seismik setelah dilakukan *angle stack*. Pada penelitian ini atribut *Instantaneous Frequency* digunakan untuk melihat respon atribut frekuensi pada zona gas.
- *Amplitude Envelope*
Input data yang digunakan dalam atribut ini yaitu *angle stack*. Pada penelitian ini atribut *Amplitude Envelope* digunakan untuk melihat respon atribut amplitudo terhadap zona gas
- *Sweetness*
Atribut *Sweetness* merupakan atribut hasil kalkulasi dari atribut *instantaneous frequency* dan *amplitude envelope*. Persamaan yang digunakan adalah Persamaan (3.18). Pada perangkat lunak HRS digunakan menu *trace math* untuk menghitung atribut *sweetness*.

Ketiga atribut di atas diaplikasikan pada data seismik inline 4286 xline 10577 untuk melihat karakteristik dan melihat persebaran respon masing-masing atribut pada zona gas reservoir karbonat.

4.4.12. *Angle Range Limited Stack*

Angle range limited stack merupakan proses membuat data *stack* dari data gather seismik dengan kisaran offset atau sudut datang tertentu. Input data yang digunakan adalah data hasil proses *angle gather*. Proses ini bertujuan untuk mengetahui perubahan amplitudo seismik pada *offset* dekat dan jauh melalui pengamatan terhadap reflektor-reflektor seismik.



Gambar 4.11. Ilustrasi pembagian sudut pada proses *angle range limited stack*

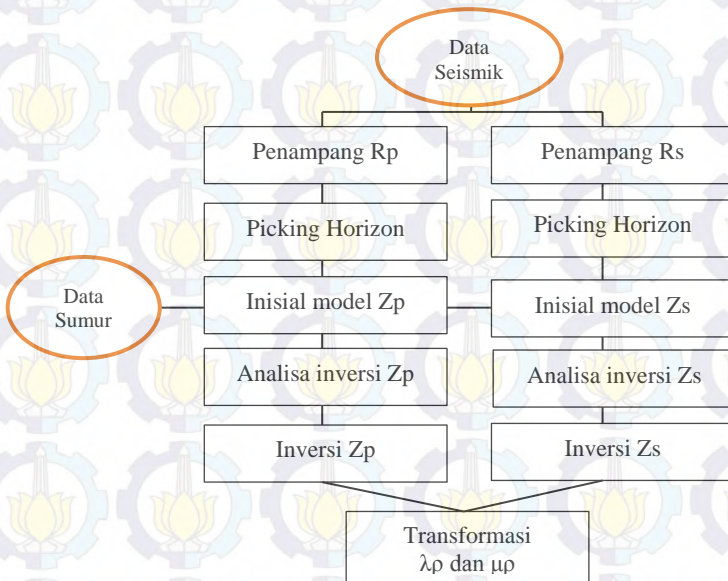
Range stack pada data seismik dibagi menjadi tiga, yaitu *near stack* (sudut 1° - 15°), *middle stack* (sudut 15° - 29°) dan *far stack* (sudut 29° - 42°). Pembagian jarak tersebut hanya didasarkan pada pembagian sudut datang dari data seismik, karena tujuannya hanya untuk mengamati keberadaan anomali AVO dari data seismik hasil *stack*.

4.4.13. Transformasi *Lambda Mu Rho*

Parameter *Lambda-Mu-Rho* (LMR) pada penelitian ini digunakan sebagai validasi hasil analisa AVO karena metode LMR sangat sensitif terhadap keberadaan fluida. Data yang digunakan dalam inversi LMR adalah data seismik *angle gather* hasil *conditioning* data. Dari data *seismic gather* digunakan untuk mendapatkan data seismik penampang reflektifitas gelombang S (R_s) dan reflektifitas gelombang P (R_p). Selanjutnya membuat model inisial yang akan digunakan dalam proses inversi. Pada pembuatan model inisial diperlukan informasi mengenai kondisi geologi di daerah penelitian (Horizon, marker sumur, dll). Horizon yang digunakan pada pembuatan inisial model adalah *top*

Parigi, *top* Cibulakan Atas, *top* Baturaja, *top* Talang Akar, marker dolomit formasi Baturaja serta *marker* zona reservoir.

Sebelum dilakukan proses inversi perlu dilakukan analisa inversi untuk melihat kecocokan parameter pada penampang seismik dengan parameter pada data log. Apabila *error* yang didapatkan kecil serta nilai korelasinya besar maka dapat dilanjutkan untuk melakukan inversi impedansi akustik (Z_p) dan impedansi elastik (Z_s). Selanjutnya penampang Z_p dan Z_s digunakan untuk melakukan transformasi menjadi penampang seismic $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$. Dari penampang seismic $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$ dapat dilakukan analisa persebaran litologi dan fluida pada daerah penelitian. Secara lengkap proses inversi LMR dapat dilihat pada Lampiran C.



Gambar 4.12. Diagram alir proses transformasi LMR

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

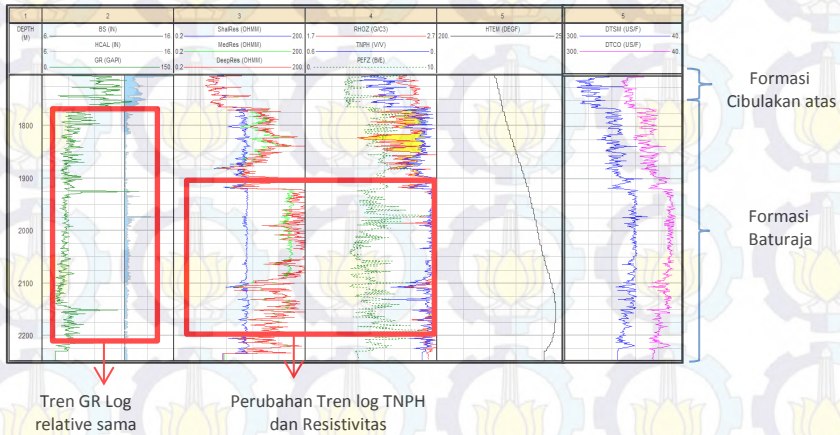
Dalam bab ini akan dibahas tentang hasil analisa petrofisika, karakterisasi reservoir target, analisa AVO, atribut AVO serta atribut seismik. Data yang tersedia pada lapangan Katiman cukup lengkap sehingga memberi banyak informasi untuk melakukan analisa pada data sumur maupun data seismik. Analisa pada penelitian ini difokuskan pada reservoir formasi Baturaja, namun pada analisa AVO digunakan juga formasi Parigi sebagai perbandingan respon terhadap formasi Baturaja yang juga memiliki litologi batu gamping terumbu. Formasi Baturaja memiliki litologi batu gamping *reef build up* yang diendapkan pada umur Miosen awal sampai Miosen tengah. Diendapkan pada fase postrift dengan fasies laut dangkal.

5.1. Karakterisasi Reservoir Target

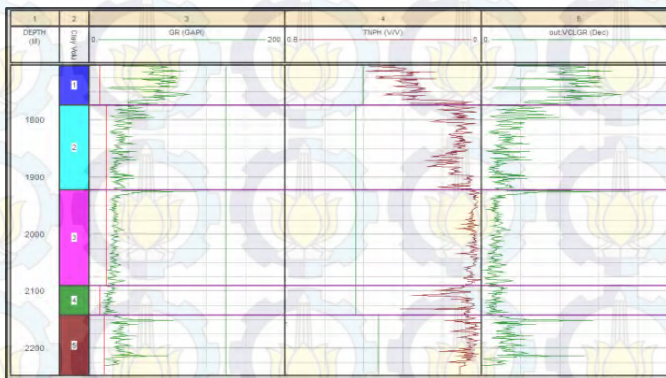
Untuk mengetahui karakteristik reservoir karbonat khususnya keberadaan gas pada formasi Baturaja, pada penelitian ini dilakukan perhitungan properti batuan dan juga melalui *crossplot*. Pertama dilakukan interpretasi kualitatif pada sumur Tole_1 untuk mengetahui litologi penyusunnya. Dari nilai log *gamma ray* terlihat memiliki tren kurva yang sama dan terdapat sisipan nilai gamma ray yang besar. Pada bagian atas formasi Baturaja terdapat sparasi antara log TNPH dan RHOZ yang menunjukkan daerah *porous*. Selanjutnya dilakukan juga zonasi karena pada kedalaman tertentu terjadi perbedaan kecenderungan nilai porositas dan resistivitas. Dari zonasi tersebut selanjutnya akan digunakan untuk perhitungan *volume clay*. Gambar 5.1 menunjukkan adanya perubahan tren tertentu dari beberapa data log meskipun data *gamma ray (GR)* menunjukkan tren yang relatif sama.

Perhitungan *volume clay* menggunakan input log GR karena log GR memiliki sensitivitas yang baik terhadap kandungan *clay* dalam formasi. Perhitungan *volume clay*

menggunakan Persamaan (4.1). Gambar 5.2 menunjukkan proses pembuatan kurva *volume clay* dan penentuan nilai GR maksimum dan GR minimum.



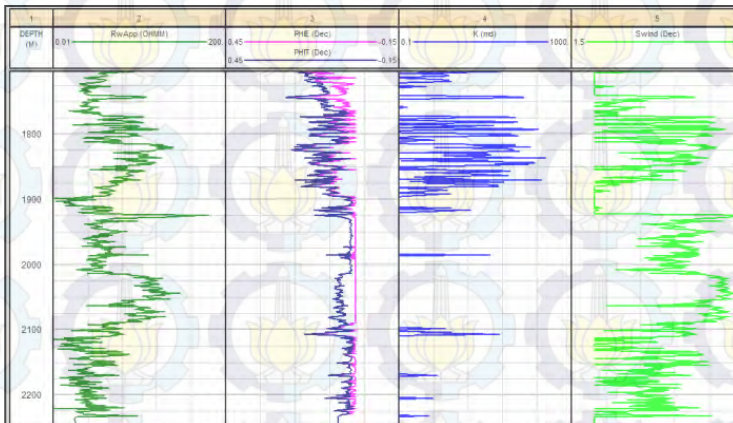
Gambar 5.1 Dominasi tren data Log Sumur Tole_1



Gambar 5.2 Proses perhitungan *volume clay*

Setelah menghitung *volume clay* dilanjutkan dengan melakukan perhitungan porositas total, porositas efektif, saturasi air dan permeabilitas. Pada perhitungan saturasi air digunakan persamaan Indonesia sedangkan perhitungan permeabilitas

menggunakan persamaan Timur. Pada perhitungan saturasi air digunakan persamaan Indonesia karena harga saturasi sangat dipengaruhi oleh faktor *tortuosity* (a), sedangkan *tortuosity* sendiri dipengaruhi oleh faktor formasi (F). Persamaan Indonesia pada penelitian ini dianggap memiliki nilai faktor formasi yang sesuai dengan kondisi formasi di Indonesia. Selain itu formasi Baturaja ditutupi dengan formasi Cibulakan atas yang memiliki litologi *shale*. Sehingga persamaan Indonesia akan cocok digunakan. Perhitungan nilai permeabilitas sangat dipengaruhi dari nilai saturasi air.

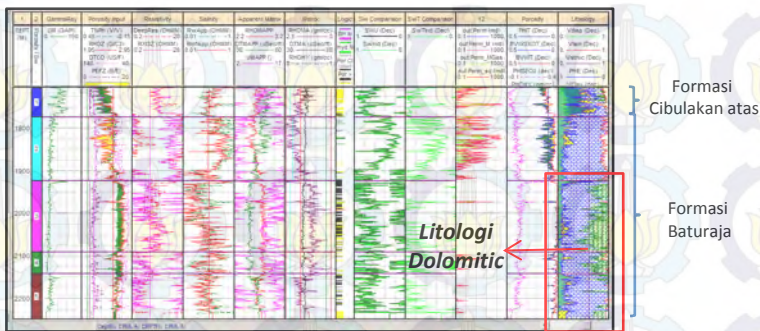


Gambar 5.3 Kurva log hasil perhitungan porositas total, porositas efektif, saturasi air dan permeabilitas.

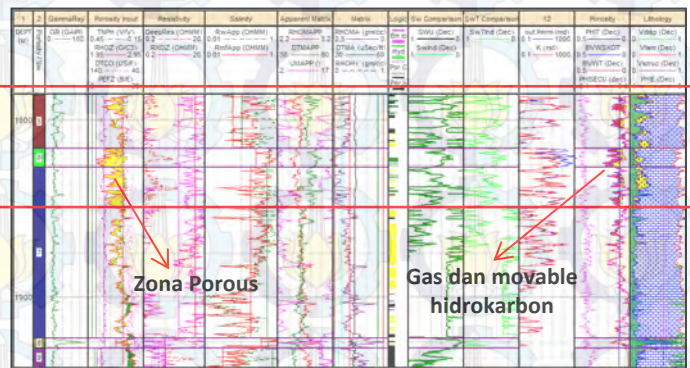
Sebaran nilai porositas efektif pada formasi Baturaja sumur Tole_1 menunjukkan nilai yang cukup baik, berkisar 0.1%-0.23% (Gambar 5.3). Pada kedalaman di bawah 1929 m nilai porositasnya menjadi sangat kecil sampai sekitar 0.01%. Nilai permeabilitas memiliki kecenderungan mirip dengan porositas total yaitu memiliki nilai yang rendah pada zona di bawah 1929 m. Namun pada zona batuan gamping *porous* nilai permeabilitasnya mencapai 100 mD. Berdasarkan klasifikasi dari Koesoemadinata (1978) nilai kisaran permeabilitas tersebut

termasuk dalam kelas sangat baik. Nilai saturasi air pada formasi Baturaja bervariasi dan pada beberapa zona memiliki nilai yang mencapai 1, namun pada zona tertentu nilainya turun berkisar 0.1 sampai 0.2.

Nilai porositas hasil perhitungan dan saturasi air dapat diturunkan menjadi data log baru seperti saturasi air total, saturasi air di *flushed zone* (S_{xo}), saturasi *bound water* (BWF), resistivitas air *apparent* (R_{wapp}), *Bulk Volume Water* (BVW), *Bulk Volume Water Total*, dan lain-lain.



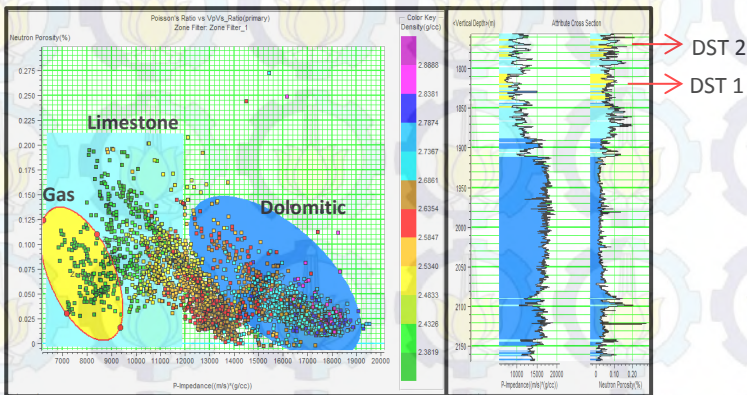
Gambar 5.4 Hasil perhitungan petrofisika sumur Tole_1 (kedalaman 1705 m – 2248 m)



Gambar 5.5 Hasil perhitungan petrofisika formasi Baturaja (kedalaman 1784 m – 1940 m)

Hasil tes DST 1 menunjukkan nilai laju alir sebesar 5.204 mmscf/gpd, kondensat 81.8 BCPD dan CO₂ 28 %. Pada DST 2 menunjukkan laju alir sebesar 8.239 mmscf/gpd, kondensat 87.7 BCPD dan CO₂ 32 %.

Untuk mengetahui karakteristik reservoir karbonat dan pengaruh keberadaan gas pada reservoir tersebut dilakukan *crossplot* antara log porositas dan log *P-impedance*. *Crossplot* dilakukan pada kedalaman 1765 m (*top* formasi Baturaja) – 2233 m (*top* formasi Talang Akar). Kurva *P-impedance* didapatkan dari perhitungan hasil perkalian data log densitas dan log sonic (*Vp*). Kemudian digunakan pula log densitas sebagai *color key*.



Gambar 5.7 *Crossplot P-Impedance vs neutron porosity (color key log densities)*

Dari *crossplot* yang telah dilakukan (Gambar 5.7) dapat dilihat bahwa formasi Baturaja didominasi oleh batuan karbonat *limestone* dan *dolomitic* pada bagian bawah. Batuan *dolomitic* ditandai dengan lebih besarnya nilai *P-impedance*. Pada zonasi *limestone* dicoba untuk melakukan zonasi kembali pada nilai *P-impedance* yang kecil (warna kuning), ternyata dari hasil *cross section* zonasi tersebut juga merupakan bagian dari daerah yang dilakukan tes DST 1 dan DST 2. Hal ini menunjukkan bahwa nilai *P-impedance* pada formasi Baturaja tidak hanya menunjukkan perubahan litologi saja namun juga dipengaruhi

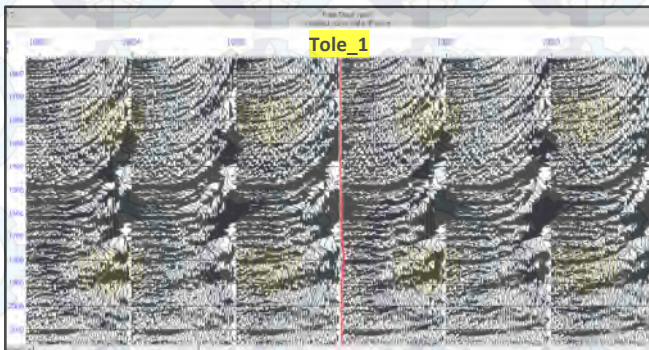
oleh adanya akumulasi gas formasi Baturaja. Selanjutnya, dilakukan juga analisa crossplot menggunakan parameter *Lambda Mu Rho* (LMR), porositas, permeabilitas dan saturasi air. Secara lengkap, hasil analisa crossplot ditunjukkan pada Lampiran (3).

Dari hasil *crossplot s-impedance* dan porositas *neutron* menunjukkan adanya pemisahan data pada litologi *limestone* dan dolomit. Keberadaan fluida gas memberikan efek mengecilnya nilai *s-impedance*. Pada zonasi nilai rendah *s-impedance* menunjukkan zona DST formasi Baturaja. *Crossplot* antara permeabilitas dan porositas efektif memberikan informasi bahwa pada formasi Baturaja bagian atas didominasi oleh nilai permeabilitas yang besar. Zonasi dilakukan berdasarkan klasifikasi nilai permeabilitas dan persebaran datanya. Dari hasil zonasi menunjukkan bahwa fluida gas formasi Baturaja menempati reservoir dengan permeabilitas yang baik.

Akumulasi gas berhubungan dengan nilai saturasi air yang rendah, sehingga zonasi dilakukan pada nilai saturasi dan porositas yang besar. Hasil *cross section* menunjukkan bahwa daerah yang dizonasi adalah zona DST. Pada *crossplot* menggunakan data parameter LMR menunjukkan adanya pemisahan yang dipengaruhi oleh fluida dan perbedaan litologi. Zona gas formasi Baturaja di indikasikan dengan nilai *Lambda Rho* kecil, nilai *Mu rho* besar, dan nilai *Lambda/Mu* yang kecil tapi masih lebih besar dari daerah dolomit. Parameter μ (*Mu*) berkaitan dengan rigiditas batuan sehingga sensitif terhadap perubahan litologi. Sedangkan parameter λ (*Lambda*) berkaitan dengan inkompresibilitas sehingga sensitif terhadap fluida pori. Zona gas memiliki nilai *Mu rho* yang kecil karena batuan karbonat di bagian bawah formasi baturaja memiliki litologi yang lebih *tight*. Pada batu gamping mengandung gas lebih kompresif daripada batu gamping yang tidak mengandung gas. Sehingga batu gamping yang mengandung gas memiliki nilai inkompresibilitas atau nilai *Lambda rho* yang rendah.

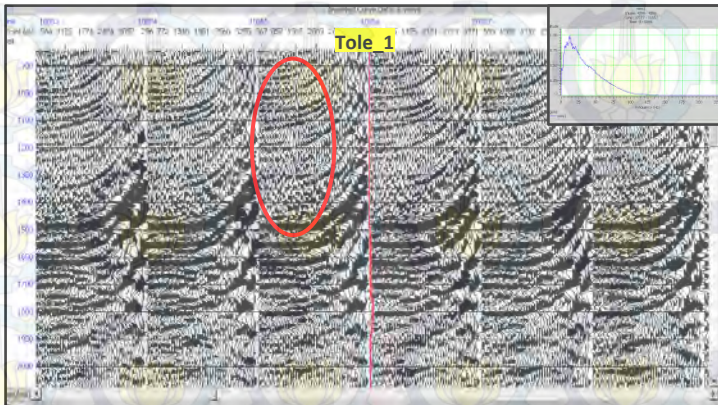
5.2. Data Seismik *Conditioning*

Dalam penelitian ini dilakukan analisa AVO berdasarkan data seismik dan data sumur. Analisa AVO hanya bisa dilakukan pada data seismik yang belum dilakukan proses *stacking* atau data *gather*, sehingga harus didapatkan data *seismic gather* yang terbebas dari *noise*. Data seismik yang digunakan belum dilakukan proses NMO sehingga perlu dilakukan koreksi NMO terlebih dahulu menggunakan Persamaan (4.4).



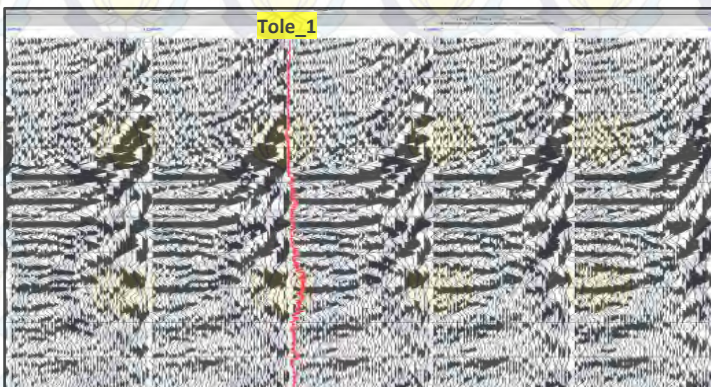
Gambar 5.8 Data seismik CDP *gather* setelah koreksi NMO

Dari hasil NMO Gambar 5.8 terlihat masih ada *noise* dan even reflektor yang naik pada *offset* jauh. Selanjutnya dilakukan *bandpass filter* untuk menghilangkan *noise* pada spektrum frekuensi rendah dan tinggi. Penentuan frekuensi didasarkan dari hasil *scaning* spektrum amplitudo data seismik. Dari hasil tersebut didapatkan parameter *low cut*, *low pass*, *high pass* dan *high cut* adalah 5/8/55/60 Hz, yang artinya frekuensi di bawah 5Hz dan di atas 60Hz akan dihilangkan dari data seismik. Penentuan frekuensi ini sangat penting karena jika parameternya terlalu besar atau kecil dapat menghilangkan data utama. Gambar 5.9 memperlihatkan data hasil proses *bandpass filter*, terlihat bahwa data seismik lebih bersih dari sebelumnya dan reflektor seismik semakin terlihat lebih jelas.



Gambar 5.9 Data seismik *CDP gather* setelah *bandpass filter*
Insert: spektrum amplitudo data CDP gather

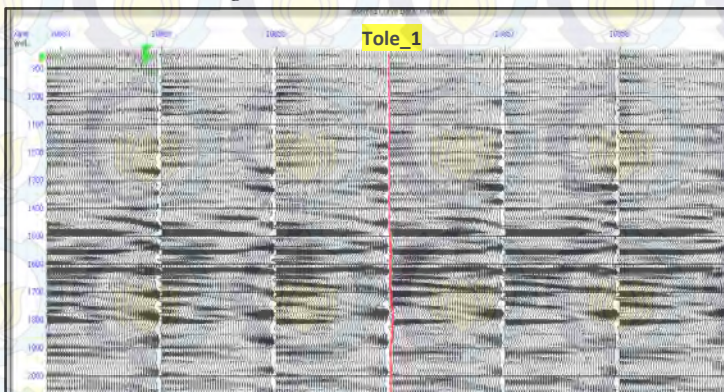
Setelah dilakukan *bandpass filter* selanjutnya dilakukan proses koreksi *trim static* untuk meluruskan reflektor data seismik. Pada koreksi *trim static* diperlukan informasi horizon sebagai acuan, sehingga dilakukan picking horizon terlebih dahulu pada reflektor top formasi Parigi.



Gambar 5.10 Data seismik *CDP gather* setelah koreksi *trim static*

Data seismik setelah di koreksi *trim static* (Gambar 5.10) menunjukkan reflektor yang lebih lurus dari sebelumnya, namun masih terdapat efek reflektor naik pada *offset* jauh yang disebabkan oleh efek *NMO stretching*. Selain itu juga masih terdapat sedikit *multiple* pada bagian reflektor bawah. Untuk menghilangkan efek tersebut dilakukan proses filter *parabolic radon transform* untuk menghilangkan *noise*, *NMO stretching* dan juga *multiple*.

Pada proses filter *parabolic radon transform* yang menjadi parameter penting adalah nilai desain *muting* yang dibuat (Δt). Karena desain tersebut akan menjadi batas data primer, apabila data diluar desain *muting* maka akan dianggap sebagai *multiple* atau *noise* sehingga akan tereduksi. Sedangkan data yang berada pada desain *muting* akan dikoreksi sehingga menghasilkan reflektor yang lebih jelas. Pada proses ini parameter *low delta t* sebesar -20 ms dan *high delta t* sebesar 50ms.

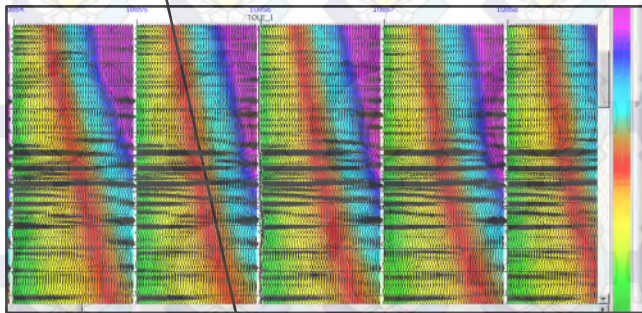


Gambar 5.11 Data seismik *CDP gather* setelah filter *parabolic radon transform*

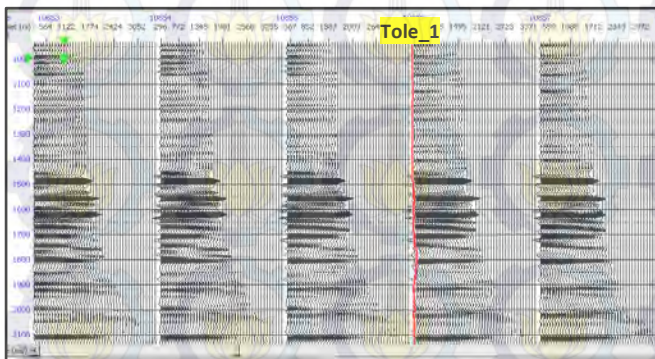
ΔT adalah perbedaan waktu antara parabola *event* seismik pada saat *zero offset* dengan *offset* pada jarak tertentu. Penentuan parameter didasarkan pada penampang seismik yang akan di filter. *Low delta t* menunjukkan kemungkinan reflektor yang *over corrected* atau parabola even seismik memiliki kecenderungan

naik dan *high delta t* menunjukkan parabola even seismik memiliki kecenderungan menurun atau *multiple move out* terbesar. Pada filter *parabolic radon transform* pada penelitian ini dipilih *filtering* untuk menghilangkan *random noise*, namun secara otomatis *multiple* juga akan direuksi karena *multiple* memiliki *delta t* yang positif.

Dapat dilihat even seismik hasil koreksi (Gambar 5.11) lebih jelas dan *noise* berkurang. Pada *offset* jauh hasil koreksi *radon transform parabolic* masih menunjukkan adanya sedikit even yang melengkung sehingga proses selanjutnya adalah melakukan *muting* untuk menghilangkan data yang tidak digunakan dan memilih data yang memiliki kualitas baik.



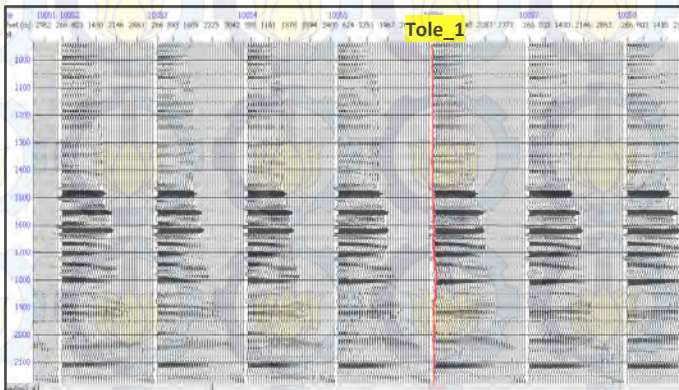
Gambar 5.12 Desain *muting* data seismik CDP gather



Gambar 5.13 Data seismik CDP gather setelah *muting*

Proses *muting* didasarkan pada sudut datang yang juga merepresentasikan *offset*. Dari penampang seismik dengan *color key* berupa *incident angle* (Gambar 5.12) terlihat bahwa data optimal pada sudut datang di bawah 42^0 . Hasil dari proses *muting* ditunjukkan pada Gambar 5.13.

Data hasil *muting* selanjutnya digunakan untuk proses *super gather*. *Super gather* dilakukan dengan menggabungkan data seismik sebanyak 42, artinya pada setiap 42 *offset* akan di *stack* menjadi satu *offset*. Proses ini akan meningkatkan S/N rasio dan dapat mereduksi *noise* dari data seismik.

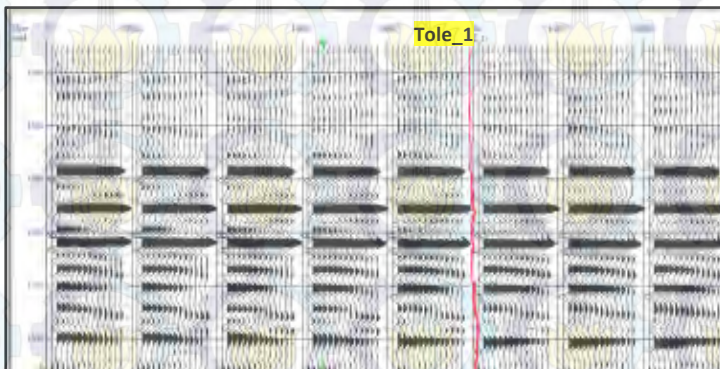


Gambar 5.14 Data seismik *CDP gather* setelah *super gather*

Dari hasil *super gather*, even seismik semakin terlihat jelas namun ada sedikit reflektor yang melengkung pada bagian bawah formasi Baturaja, sehingga dilakukan proses *trim static* lagi dengan horizon pengontrol yang di *picking* pada even seismik yang masih melengkung dan di daerah sekitar sumur.

Dari data *super gather* selanjutnya dilakukan proses *angle gather*. Proses *angle gather* akan mentransformasi data *CDP seismic* dari domain *offset* (m) menjadi domain sudut datang, sehingga pada proses *angle gather* ini diperlukan juga data kecepatan seismik untuk melakukan konversi dari *offset* jarak menjadi sudut datang.

Data *angle gather* akan digunakan sebagai input analisa AVO dan akan semakin menambah S/N rasio data seismik. Pada proses *angle gather* pengambilan sudut sebesar 0° - 42° karena pada sudut tersebut memiliki data seismik yang optimal. Dari pemilihan sudut ini juga akan diketahui bagaimana perubahan amplitudo pada sudut-sudut jauh. Beberapa penelitian tentang AVO pada reservoir karbonat oleh Priyono (2000) dan Zhang (2012) menggunakan *offset* sudut datang sampai 40° untuk menganalisa karakteristik karbonat pada *offset* jauh.



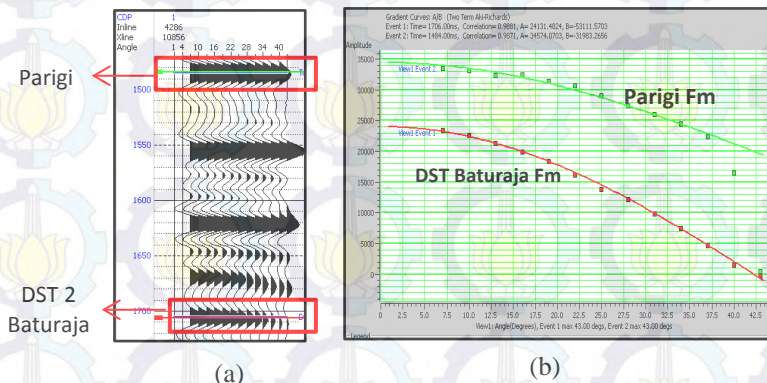
Gambar 5.15 Data seismik CDP gather setelah *angle gather*

5.3. Analisa AVO

Analisa AVO dilakukan untuk mengetahui anomali AVO yang disebabkan oleh gas pada reservoir karbonat. Data yang digunakan merupakan data *angle gather* yang sebelumnya sudah dilakukan *conditioning data*. Dari data seismik akan ditentukan even reflektor yang akan dilakukan analisa gradien.

Pada penelitian ini analisa gradien dilakukan pada zona gas DST 2 formasi Baturaja dan batuan karbonat formasi Parigi. Zona gas DST 2 dianggap sebagai top reservoir gas formasi baturaja (Gambar 5.6). Karbonat formasi parigi digunakan sebagai pembanding dari zona gas formasi Baturaja, sehingga akan diketahui perbedaan respon amplitudo pada karbonat parigi

yang dianggap kosong dan karbonat formasi Baturaja yang terisi gas. Dari proses *well seismic tie* menunjukkan bahwa top parigi dan zona DST jatuh pada even *peak*, sehingga analisa gradien akan dilakukan pada even *peak* zona tersebut. Zona DST 2 jatuh pada even *peak* karena antara zona DST 2 dan top Baturaja memiliki ketebalan di bawah resolusi seismik yaitu 48 m, sehingga terdapat pada satu tubuh gelombang yang sama (Lampiran 4).

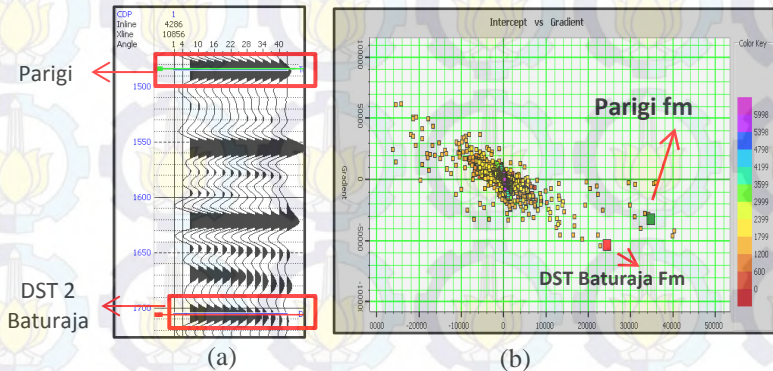


Gambar 5.16 Analisa gradien (a) data *angle gather*, (b) amplitudo vs sudut datang *top* Parigi dan DST 2

Dari Gambar 5.16 di atas, formasi Parigi menunjukkan nilai amplitudo yang positif dan terjadi penurunan amplitudo seiring bertambahnya *offset*. Zona DST 2 formasi Baturaja memiliki amplitudo yang juga positif namun nilainya lebih rendah jika dibandingkan dengan formasi Parigi.

Zona DST 2 formasi Baturaja menunjukkan pengurangan amplitudo yang lebih kuat seiring bertambahnya *offset*, dan bahkan mendekati nol pada *offset* jauh. Pada reflector formasi Parigi *offset* di atas 38° nilai amplitudonya nol dikarenakan data *trace* seismik pada *offset* tersebut terhilangkan pada proses muting. Dengan hasil analisa gradien di atas maka dapat dilihat bahwa karbonat dengan kandungan gas dan kosong memiliki

perbedaan respon amplitudo, yang dicirikan dengan perubahan amplitudo terhadap offset.



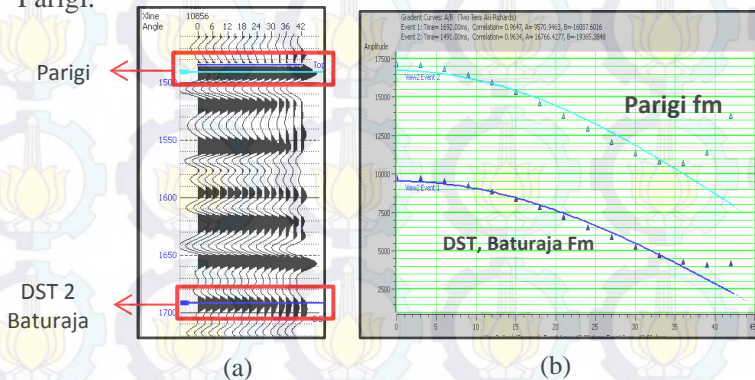
Gambar 5.17 Analisa gradien (a) data *angle gather*, (b) *crossplot intercept vs gradient top Parigi dan DST 2*.

Hasil *crossplot intercept* dan *gradient* pada zona DST 2 formasi Baturaja dan top Parigi ditunjukkan Gambar 5.17. Dari gambar terlihat zona DST 2 dan Parigi terletak pada satu kuadran yang sama, namun zona DST 2 formasi Baturaja terlihat lebih mendekati *wet zone*.

Sebagai validasi analisa gradien pada data *seismic gather*, pada penelitian ini dilakukan juga analisa gradien pada sumur Tole_1 dengan menggunakan *seismic synthetic seismogram* yang didapatkan dari persamaan Zoeppritz. Data yang diperlukan untuk membuat seismik sintetik adalah $\log V_p$, V_s dan densitas. Data V_s sumur Tole_1 hanya memiliki kedalaman yang mencakup formasi Cibulakan atas dan formasi Baturaja, sehingga diperlukan perhitungan menggunakan persamaan Castagna (Castagna dkk, 1985) untuk mendapatkan nilai V_s . Agar tidak menghilangkan data V_s sebenarnya yang terukur di lapangan maka dilakukan proses *log splice* untuk menggabungkan data V_s hasil perhitungan dengan data V_s hasil pengukuran (Lampiran 1).

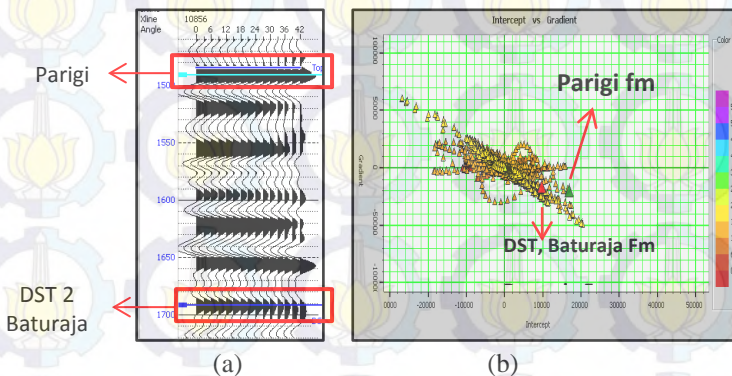
Dari Gambar 5.18 dapat dilihat pada top Parigi dan zona DST 2 sama-sama terjadi pengurangan amplitudo seiring bertambahnya *offset*. Amplitudo pada zona DST formasi Baturaja

menunjukkan nilai yang lebih kecil dibandingkan zona formasi Parigi.



Gambar 5.18. Analisa gradien (a) data seismik sintetik, (b) amplitudo vs sudut datang *top* Parigi dan DST 2

Gambar 5.19 menunjukkan hasil *crossplot intercept* dan *gradient* pada zona DST 2 dan *top* Parigi. Dari hasil *crossplot* terlihat zona DST 2 dan *parigi* terletak pada kuadran yang sama dengan hasil *crossplot* data seismik.



Gambar 5.19. Analisa gradien (a) data seismik sintetik, (b) *intercept* vs *gradient* *top* *parigi* dan DST 2

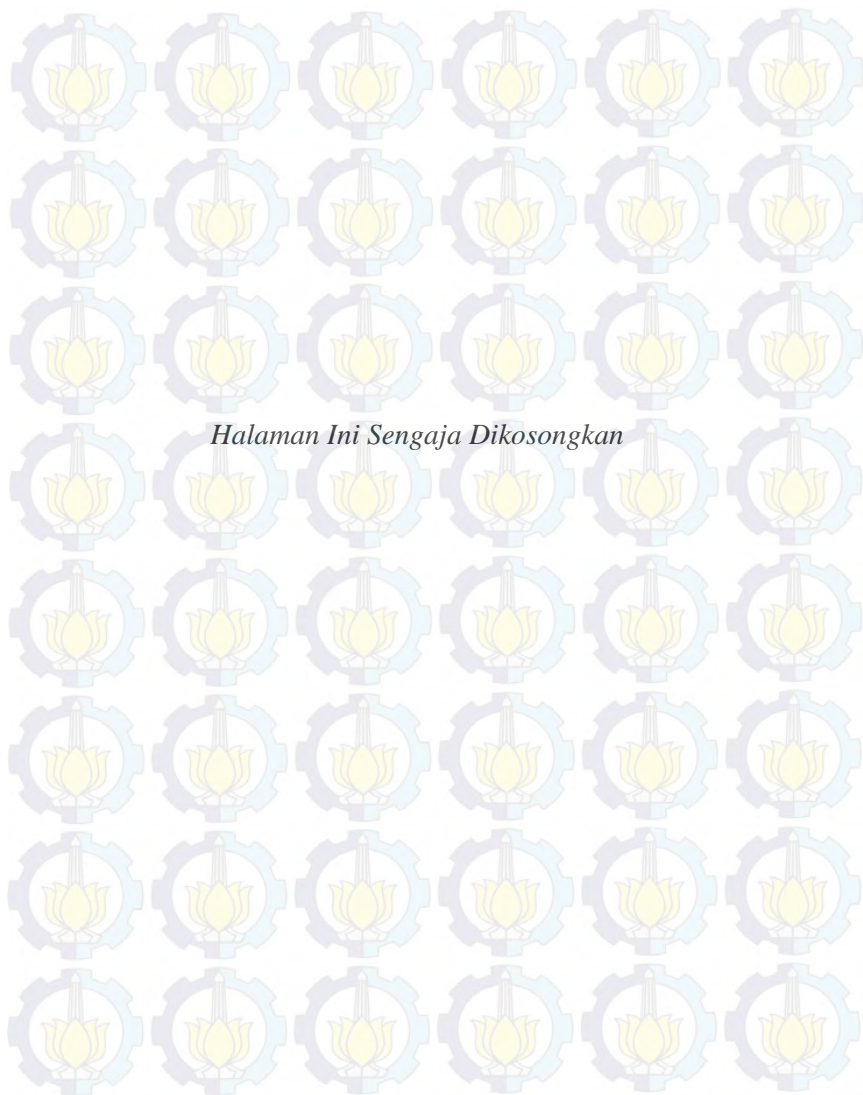
Hasil analisa gradien pada seismik sintetik sumur Tole_1 menunjukkan hasil yang menyerupai dengan data seismik pengukuran di lapangan, yaitu sama-sama menunjukkan penurunan amplitudo dengan nilai amplitudo *top* Parigi yang lebih besar dibandingkan zona DST formasi Baturaja. Nilai amplitudo pada analisa seismik sintetik dari sumur Tole_1 menunjukkan adanya kenaikan kembali amplitudo pada *offset* jauh. Pada data sumur pengurangan amplitudo yang lebih kuat pada zona DST tidak terlalu terlihat.

Hasil *crossplot intercept vs gradient* juga menunjukkan hasil yang mendekati sama antara data seismik dan data sumur. Hal ini menunjukkan bahwa penelitian ini valid karena even reflektor pada data seismik dan sumur menunjukkan hal yang sama dan berkaitan. Meskipun pada penelitian ini menggunakan data sumur dan data seismik dalam analisa AVO, namun yang digunakan adalah analisa dari data seismik. Data sumur hanya dijadikan validasi dari hasil analisa data seismik. Karena penelitian ini bertujuan untuk melihat anomali AVO pada seismik.

Dari analisa gradien terhadap data seismik dan data sumur menunjukkan bahwa amplitudo pada zona gas memiliki nilai yang lebih rendah yang disebabkan karena nilai koefisien refleksi yang juga lebih rendah pada zona gas. Shuey (1985) menyatakan bahwa beberapa parameter yang mempengaruhi perubahan koefisien terhadap fungsi sudut datang adalah kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S, densitas dan *Poisson's Ratio*.

Nilai V_p , V_s dan densitas sudah jelas berpengaruh terhadap nilai kontras impedansi akustik karena secara litologi, formasi Baturaja dan formasi Parigi terletak di bawah litologi *shale* formasi Cisubuh dan formasi Cibulakan Atas. Sehingga pada reflektor tersebut akan menghasilkan kontras impedansi akustik yang menyebabkan nilai koefisien refleksi bernilai positif.

Santoso dkk (1995) menyatakan bahwa kuatnya reflektor sangat dipengaruhi oleh nilai *Poisson's ratio*. Sehingga dapat

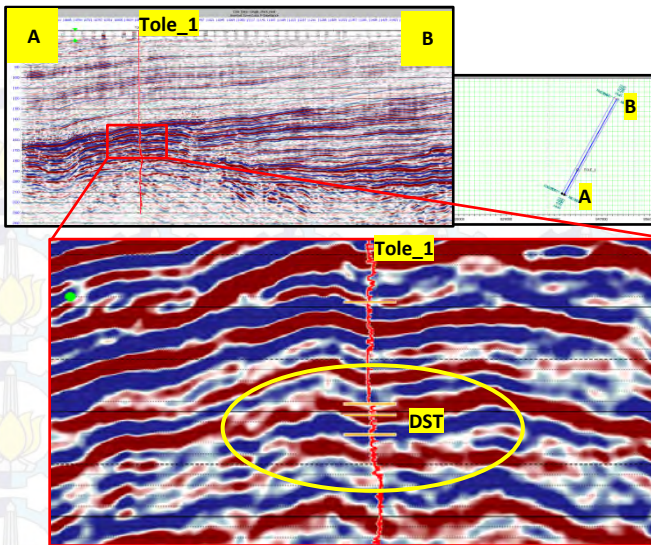


disimpulkan bahwa perbedaan respon amplitudo atau koefisien refleksi antara top Parigi dan zona DST 2 formasi Baturaja disebabkan oleh adanya pengaruh nilai *Poisson's ratio* yang disebabkan adanya akumulasi gas, karena parameter *Poisson's ratio* sangat sensitif terhadap keberadaan gas. Sehingga perbedaan besarnya amplitudo pada reflektor antara formasi Parigi dan zona DST formasi Baturaja disebabkan oleh adanya akumulasi gas.

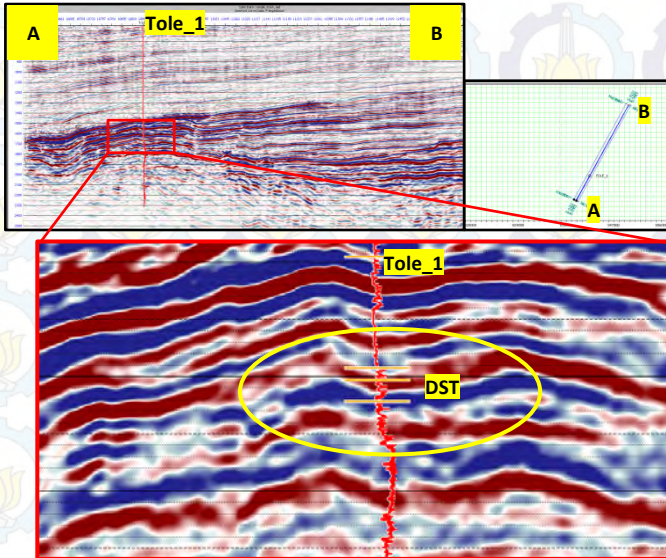
5.4. Angle Range Limited Stack

Salah satu cara yang dapat digunakan untuk melihat keberadaan anomali AVO pada data seismik adalah dengan melakukan proses *Angle Range Limited Stack*. Proses *angle range limited stack* akan menghasilkan tiga data *stack* baru berdasarkan tiga jarak sudut yang berbeda-beda. *Near offset* mengambil sudut 1° - 15° , *mid offset* mengambil sudut 15° - 29° dan *far offset* mengambil sudut 29° - 42° . Pembagian sudut pada proses ini hanya didasarkan pada perubahan amplitudo pada analisa gradien, karena tujuan dari analisa ini hanya untuk melihat respon perubahan amplitudo reflektor seismik pada penampang seismik *stack* di *near*, *mid* dan *far offset*.

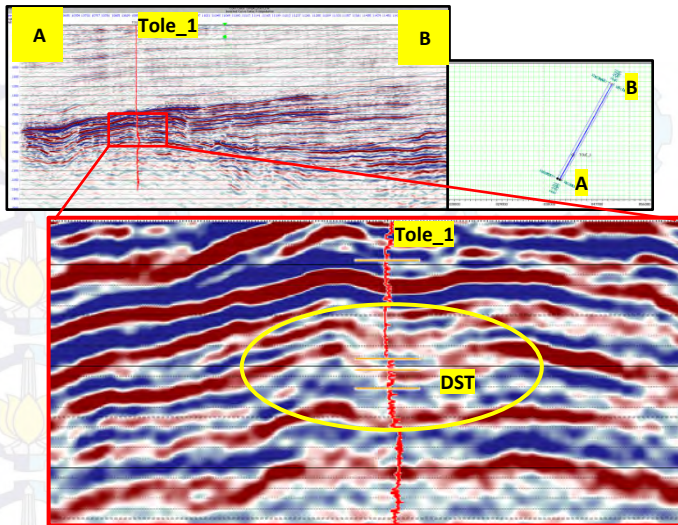
Dari penampang seismik hasil *angle range limited stack*, yaitu pada hasil *Near stack* (Gambar 5.20), *mid stack* (Gambar 5.21) dan *far stack* (Gambar 5.22) dapat dibandingkan perubahan amplitudo reflektor pada zona DST (lingkaran kuning). Reflektor zona DST 2 formasi Baturaja terlihat kuat pada penampang *near stack*. Pada penampang seismik *mid stack*, reflektor mengalami sedikit pengurangan sedangkan pada penampang seismik *far stack* reflektor juga mengalami pengurangan sehingga terlihat kabur atau tidak jelas. Hal ini memperlihatkan bahwa amplitudo reflektor zona DST formasi Baturaja pada penampang seismik hasil *stack* mengalami penurunan amplitudo seiring bertambahnya *offset* atau dapat dikatakan terdapat anomali *diming* atau *dim spot*.



Gambar 5.20 *Near stack data seismik offset 1° - 15°*



Gambar 5.21 *Mid stack data seismik offset 15° - 29°*

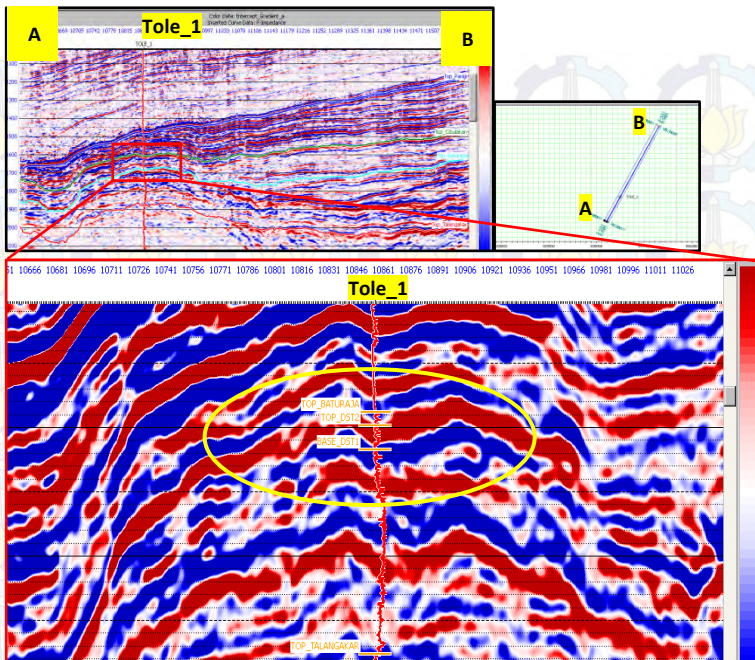


Gambar 5.22 *Far stack* data seismik offset 29° - 42° .

Jika dibandingkan dengan reflektor lain pada penampang seismik *near stack*, *mid stack* dan *far stack* di atas, maka hanya zona DST formasi Baturaja yang mengalami perubahan amplitudo. *Angle range limited stack* juga dapat dijadikan parameter untuk melihat konsistensi anomali AVO pada data *stack*. Raharjo (2009) menyatakan bahwa lapisan tipis tidak akan menimbulkan anomali AVO pada proses *angle range limited stack*. Oleh karena itu dapat disimpulkan bahwa anomali AVO berupa *dim spot* yang muncul disebabkan oleh keberadaan gas zona DST.

5.5. Analisa Atribut AVO

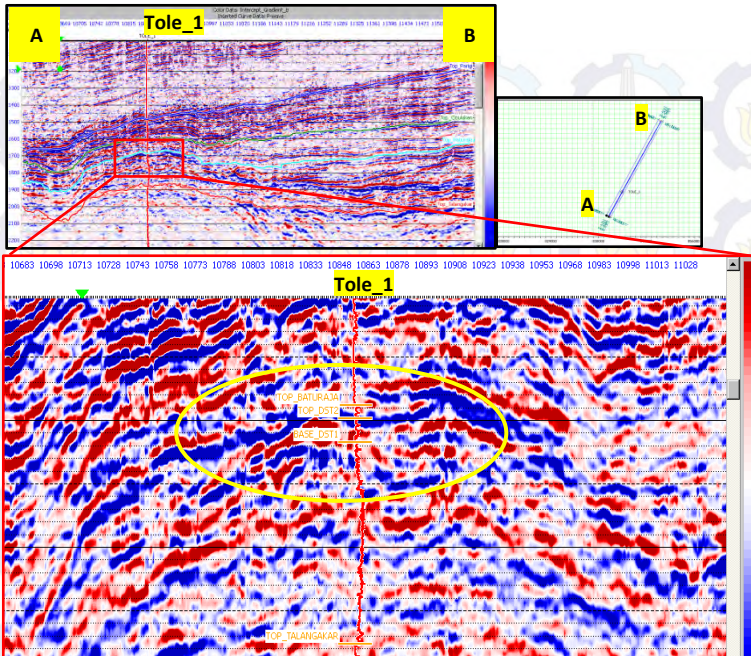
Pada penelitian ini digunakan atribut AVO untuk melihat respon atribut AVO pada zona gas yang berada di formasi Baturaja. Input yang digunakan pada atribut AVO adalah data *angle gather*. Atribut AVO yang digunakan dalam penelitian ini antara lain atribut *incept* (A), *gradient* (B), *product* ($A*B$), *scaled Poisson's Ratio* dan *fluid factor*.



Gambar 5.23 Analisa AVO dengan atribut *intercept* (A)

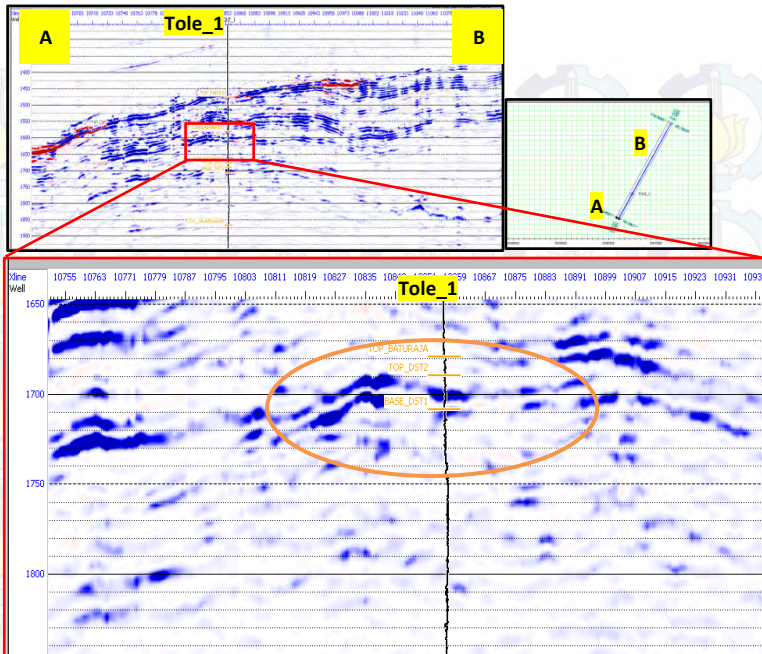
Pada penampang atribut *intercept* daerah di sekitar zona gas atau DST yang telah di ikat dengan data marker sumur menunjukkan nilai *intercept* positif yang ditunjukkan dengan *color key* warna merah (Gambar 5.23). Dari informasi ini dapat diketahui bahwa zona DST terdapat pada *peak* atau amplitudo positif dan persebarannya pada data seismik. Selanjutnya untuk melihat respon AVO, perlu di kombinasikan dengan atribut lain.

Atribut AVO *gradient* (B) pada zona DST yang ditunjukkan dari Gambar 5.24 menunjukkan nilai negatif (warna biru). Dari informasi ini dapat diketahui perubahan amplitudo terhadap offset. Nilai negatif pada data seismik atribut *gradient* (B) menunjukkan adanya penurunan nilai amplitudo terhadap *offset*.



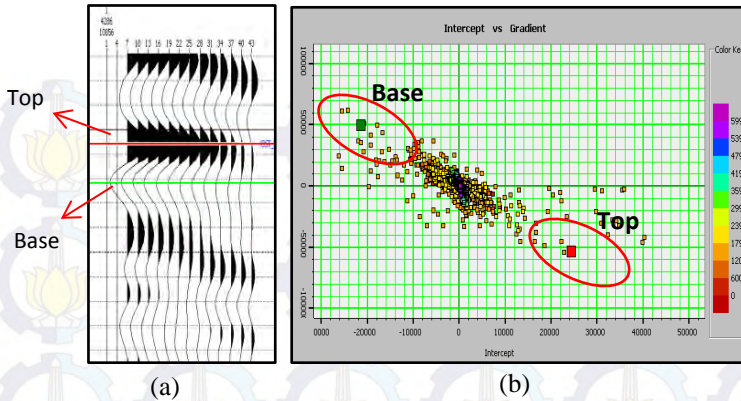
Gambar 5.24 Analisa AVO dengan atribut *Gradient (B)*

Setelah mendapatkan atribut *intercept (A)* dan *gradient (B)* selanjutnya akan digunakan untuk menghitung atribut *product (A*B)*, yang merupakan hasil perkalian antara *intercept* dan *gradient*. Dari hasil atribut *product* (Gambar 5.25) dapat dilihat zona gas memiliki dominasi nilai negatif (warna biru). Nilai negatif ini didapatkan dari hasil kali *intercept* yang memiliki nilai positif dan *gradient* yang memiliki nilai negatif. Atribut *product* umumnya digunakan untuk mencari anomali *bright spot* pada data seismik. Dari penampang data seismik hasil atribut *product* bisa diartikan pula pada dominasi warna biru atau nilai atribut *product* negatif maka terjadi pengurangan nilai amplitudo. Persebaran nilai negatif atribut *product* pada data seismik berkisar pada CDP 10825 sampai 10851.



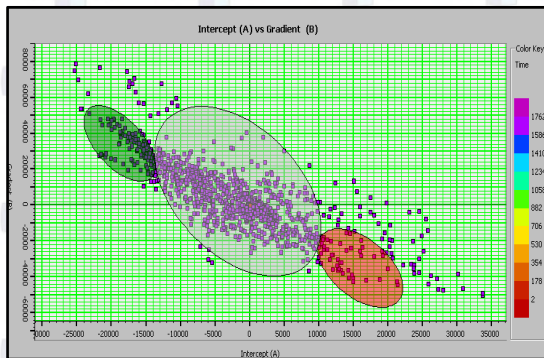
Gambar 5.25 Analisa AVO dengan atribut *product* ($A*B$)

Atribut AVO *intercept* dan *gradient* dapat digunakan juga untuk analisa *top* dan *base* reservoir dengan menggunakan referensi hasil analisa gradien pada data seismik *gather*. Dari hasil analisa gradien zona gas (Gambar 5.26) di dapatkan anomali pada reflektor masuk ke kuadran IV seperti yang ditunjukkan pada *crossplot intercept vs gradient* (lingkaran merah). Selanjutnya pada zona anomali di daerah *crossplot* tersebut (lingkaran merah) dilakukan zonasi pada hasil *crossplot* penampang seismik hasil atribut AVO yaitu *intercept* (*A*) dan *gradient* (*B*).

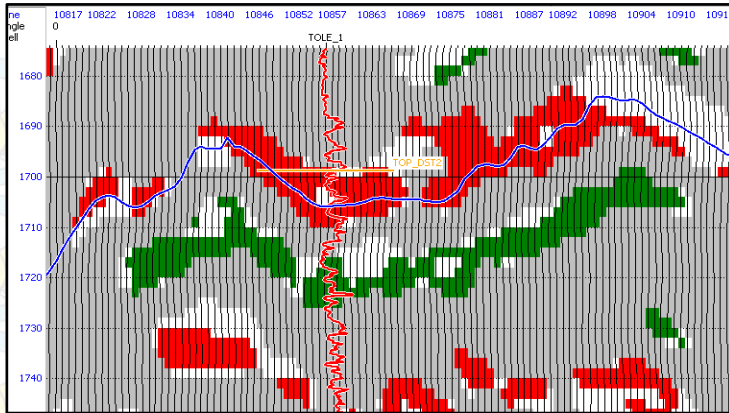


Gambar 5.26 Analisa gradien zona DST (a) data seismik *gather*,
(b) *crossplot intercept vs gradient*.

Hasil *cross plot* data seismik hasil atribut *intercept* dan *gradient* menunjukkan nilai *intercept* dan *gradient* pada zona tertentu yang ditunjukkan pada sumbu X dan sumbu Y. Pada penelitian ini *crossplot intercept vs gradient* pada data seismik hanya difokuskan pada daerah target yaitu zona gas atau DST formasi Baturaja dengan toleransi zona 10 ms di atas dan di bawah daerah target.



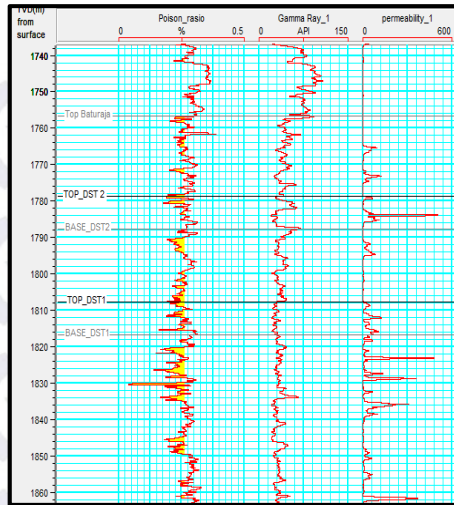
Gambar 5.27 *Crossplot* data AVO atribut *intercept* (A) vs *gradient* (B)



Gambar 5.28 Top dan base reservoir pada penampang seismik hasil *crossplot* atribut seismik *intercept* (A) dan *gradient* (B)

Gambar 5.27 menunjukkan zonasi pada hasil *cross plot intercept vs gradient*. Zonasi didasarkan pada hasil analisa gradien dari data *gather* seismik Gambar 5.26. Dari referensi zona tersebut selanjutnya zonasi dilakukan pada *cross plot* dari data seismik hasil atribut AVO. Dari hasil yang didapatkan (Gambar 5.28) dapat dilihat persebaran top reservoir memanjang dari arah Utara ke Selatan sumur Tole_1, dengan dominasi persebaran top reservoir dari CDP 10820 sampai 10890, sedangkan untuk base reservoir dari CDP 10828 sampai 10910.

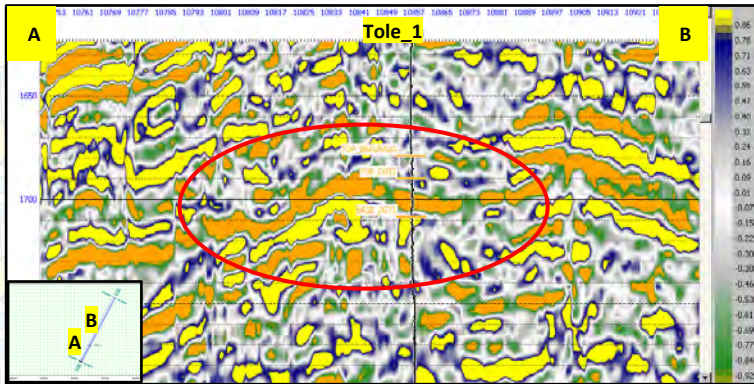
Atribut AVO lain yang digunakan adalah atribut *scaled Poisson's ratio*. *Poisson's ratio* merupakan salah satu properti batuan yang sangat sensitif terhadap keberadaan gas. Sebelum melakukan pengolahan atribut *scaled Poisson's ratio* terlebih dahulu dilakukan perhitumhan data log *Poisson's ratio* dari sumur Tole_1 untuk validasi apakah harga *Poisson's ratio*, sehingga dapat ditarik hubungan antara nilai *Poisson's ratio* hasil atribut AVO dan data sumur.



Gambar 5.29 Data log *Poisson's ratio*, *Gamma ray* dan permeabilitas sumur Tole_1

Dari Gambar 5.29 dapat dilihat adanya dominasi nilai *Poisson's ratio* yang rendah pada zona DST, baik DST 1 ataupun DST 2. Warna kuning merupakan *shading cut-off* nilai *Poisson's ratio*. Priyono (2001) dalam penelitiannya menunjukkan nilai *Poisson's ratio* pada gas karbonat *reef build up* berkisar pada nilai 2.55, sehingga pada *shading* data sumur digunakan *cut off* nilai *Poisson's ratio* sebesar 2.6 yang ditunjukkan dengan warna kuning. Dari Gambar 5.29 juga dapat dilihat bahwa pada daerah dengan nilai *Poisson's Ratio* rendah juga menunjukkan adanya defleksi ke kanan pada data permeabilitas, atau nilai permeabilitasnya lebih besar.

Setelah dominasi nilai *Poisson's Ratio* rendah ditunjukkan oleh data sumur Tole_1, selanjutnya akan dilihat respon persebaran *Poisson's ratio* pada data seismik dengan menggunakan atribut *AVO scaled Poisson's ratio* ($aA+bB$).



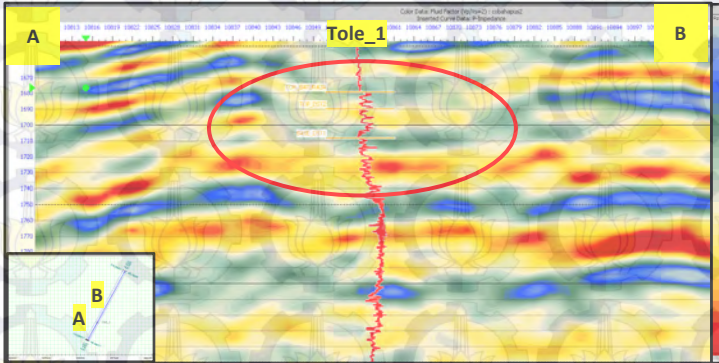
Gambar 5.30. Analisa AVO dengan atribut *scaled Poisson's Ratio* ($aA+bB$).

Insert: Base map data seismik inline 4286 xline 10577

Pada Gambar 5.30 terlihat pada zona DST formasi Baturaja memiliki nilai *Poisson's ratio* yang relatif lebih rendah dibandingkan dengan daerah di sekitarnya. Persebaran nilai *Poisson's ratio* pada data seismik terlihat memanjang pada zona DST seperti ditunjukkan pada lingkaran merah. Ross (2002) menjelaskan bahwa atribut *scaled Poisson's ratio* akan menunjukkan nilai negatif pada bagian *top* reservoir dan nilai positif pada base reservoir. Gambar 5.30 menunjukkan nilai positif adalah warna kuning sedangkan nilai negatif adalah warna jingga, sehingga dapat dilihat dominasi persebaran *top* dan *base* reservoir pada data seismik. Keberadaan gas dihubungkan dengan nilai *Poisson's Ratio* rendah, karena pada zona gas akan menurunkan nilai kecepatan gelombang P yang berpengaruh terhadap rasio V_p/V_s dan *Poisson's ratio*.

Untuk melihat dominasi fluida pada data seismik, dilakukan juga analisa atribut *fluid factor*. Atribut *fluid factor* menggunakan input data reflektivitas gelombang P (R_p) dan reflektivitas gelombang S (R_s) dari persamaan Fatti (1994). Gambar 5.27 menunjukkan penampang seismik hasil atribut *Fluid Factor*. Mualimin (2005) menyatakan bahwa sandstone reservoir

yang mengandung hidrokarbon akan menunjukkan kecenderungan nilai *Fluid Factor* negatif, sedangkan reservoir yang berisi air menunjukkan nilai mendekati nol dan positif. Respon atribut *Fluid Factor* pada reservoir karbonat berisi gas dapat dilihat pada Gambar 5.31.



Gambar 5.31 Analisa AVO menggunakan atribut *Fluid Factor*
 Insert: Base map data seismik inline 4286 xline 10577

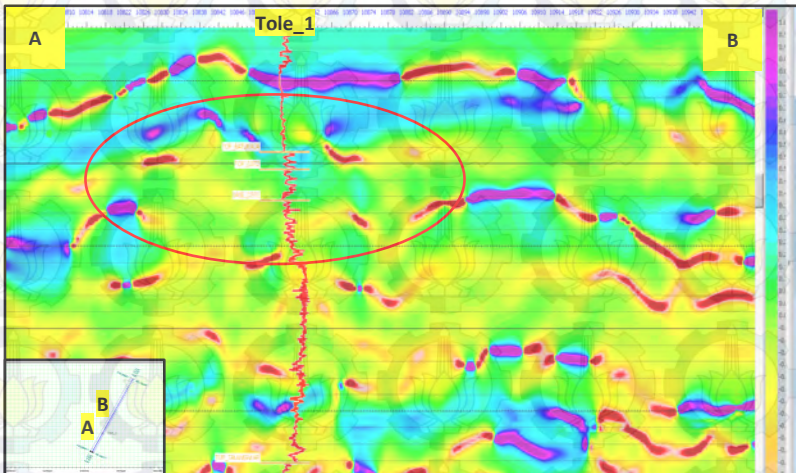
Dari data seismik atribut *fluid factor* dapat dilihat bahwa zona DST formasi Baturaja memiliki kecenderungan nilai *fluid factor* negatif, sedangkan pada bagian bawah zona DST yang dari hasil *crossplot intercept vs gradient* menunjukkan base reservoir terlihat memiliki nilai positif. Atribut *fluid factor* umumnya digunakan sebagai interpretasi kehadiran hidrokarbon pada reservoir batu pasir. Untuk aplikasi atribut *fluid factor* pada gas reservoir karbonat terlihat masih banyak ambiguitas pada penampang seismik, dimana pada zona lain juga terdapat nilai *fluid factor* yang negatif.

5.6. Analisa Atribut Seismik

Atribut *post stack seismic* digunakan untuk melihat persebaran gas dan respon masing-masing atribut seismik terhadap kehadiran gas pada reservoir karbonat. Atribut seismik memiliki sensitifitas masing-masing terhadap respon sifat fisik batuan. Input data yang digunakan dalam analisa atribut seismik

ini adalah data *angle stack*. Dari data *angle stack* tersebut selanjutnya dilakukan perhitungan atau analisa atribut menggunakan atribut *instantaneous frequency*, *amplitude envelope* dan *sweetness*.

Atribut yang pertama digunakan adalah *instantaneous frequency* atau frekuensi sesaat. Atribut frekuensi sesaat baik digunakan untuk daerah yang mengandung gas, karena akan menghasilkan anomali yang rendah. Dari Gambar 5.32 menunjukkan adanya anomali frekuensi rendah pada zona DST (lingkaran merah). Warna hijau menunjukkan anomali frekuensi yang kecil dan cenderung mendekati nol sedangkan warna kuning menunjukkan anomali frekuensi yang negatif.



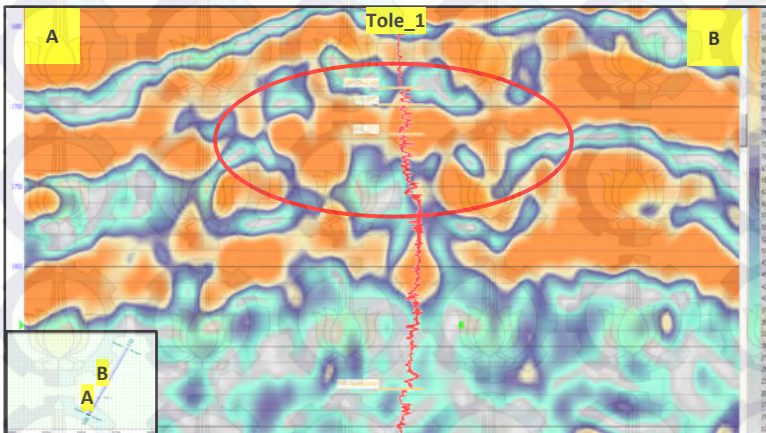
Gambar 5.32 Analisa atribut seismik menggunakan atribut *instantaneous frequency*

Insert: Base map data seismik inline 4286 xline 10577

Dapat dilihat zona DST memiliki nilai anomali rendah yang mendekati nol dan dikelilingi oleh anomali frekuensi yang negatif. Namun, dari penampang seismik terlihat adanya ambiguitas nilai frekuensi dimana persebaran nilai frekuensi

rendah terjadi pada banyak zona di formasi Baturaja. Hal ini dapat disebabkan karena formasi Baturaja yang memiliki litologi sama, yaitu batu gamping. Sehingga perlu digunakan atribut lain untuk memperjelas keberadaan fluida.

Atribut kedua yang digunakan adalah atribut *amplitude envelope*. Atribut *amplitude envelope* digunakan karena reflektor formasi Baturaja dan zona DST pada penelitian ini memiliki kontras *acoustic impedance* yang cukup besar. Atribut ini umumnya dapat mengenali anomali gas, porositas, perubahan litologi dan juga sekuen. Gambar 5.33 menunjukkan penampang seismik hasil atribut *amplitude envelope*. Dari penampang seismik dapat dilihat pada zona DST formasi Baturaja (lingkaran merah) menunjukkan anomali *high amplitude anomaly* yang diwakili oleh warna jingga. Pada batas bawah zona DST terlihat adanya nilai amplitudo yang tinggi. Persebaran *high amplitude anomaly* yang diinterpretasikan akibat pengaruh gas dapat dilihat dengan jelas, namun pada kedalaman lain juga terdapat anomali yang sama.

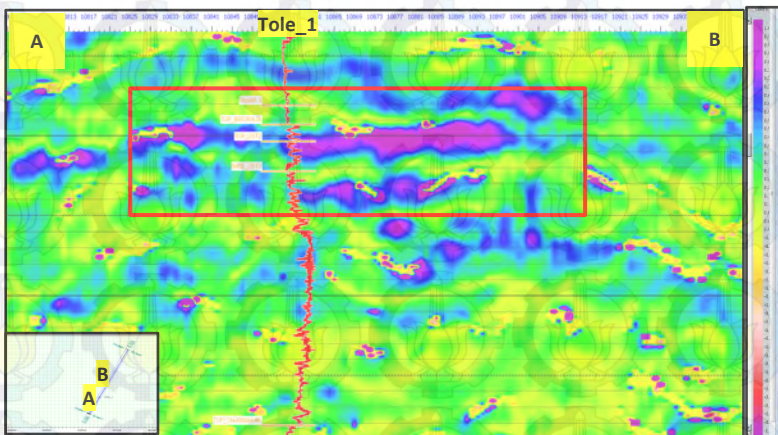


Gambar 5.33 Analisa atribut seismik menggunakan atribut *amplitude envelope*

Insert: Base map data seismik inline 4286 xline 10577

Dari analisa atribut *instantaneous frequency* dan *amplitude envelope*, keberadaan gas pada formasi Baturaja dapat dipetakan dan dicirikan dengan adanya *high amplitude anomaly* dan *low frequency anomaly*, namun juga masih terdapat beberapa ambiguitas pada penampang seismik. Sehingga perlu dilakukan analisa menggunakan atribut *sweetness* yang merupakan hasil kalkulasi dari atribut *instantaneous frequency* dan *amplitude envelope*. Secara matematis nilai *amplitude envelope* yang tinggi jika dibagi dengan nilai *instantaneous frequency* yang rendah akan menghasilkan nilai *attribute sweetness* yang tinggi.

Dari penampang seismik hasil atribut *sweetness* (Gambar 5.34) sangat terlihat jelas anomali nilai Sweetness tinggi yang menunjukkan zona gas formasi Baturaja atau zona DST (lingkaran merah). Terlihat pula persebaran nilai atribut *sweetness* tinggi menyerupai persebaran anomali AVO pada hasil *crossplot* data seismik *intercept* dan *gradient*. Dari sini dapat dilihat bahwa atribut *sweetness* dapat dengan baik mengidentifikasi dan memetakan adanya persebaran gas reservoir karbonat.



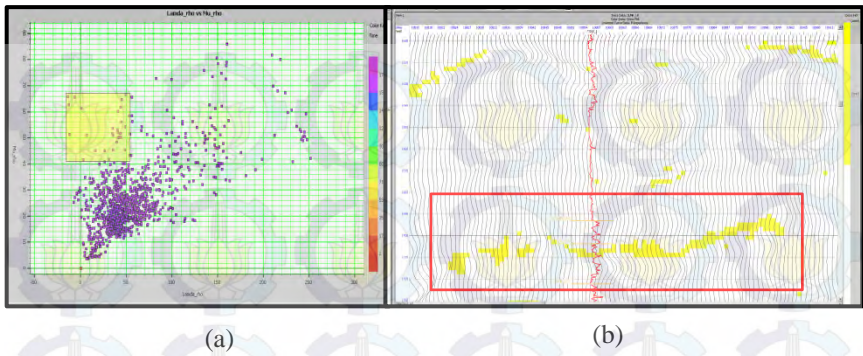
Gambar 5.34 Analisa atribut seismik menggunakan atribut *sweetness*
 Insert: Base map data seismik inline 4286 xline 10577

5.7. Transformasi *Lambda Mu Rho* (LMR)

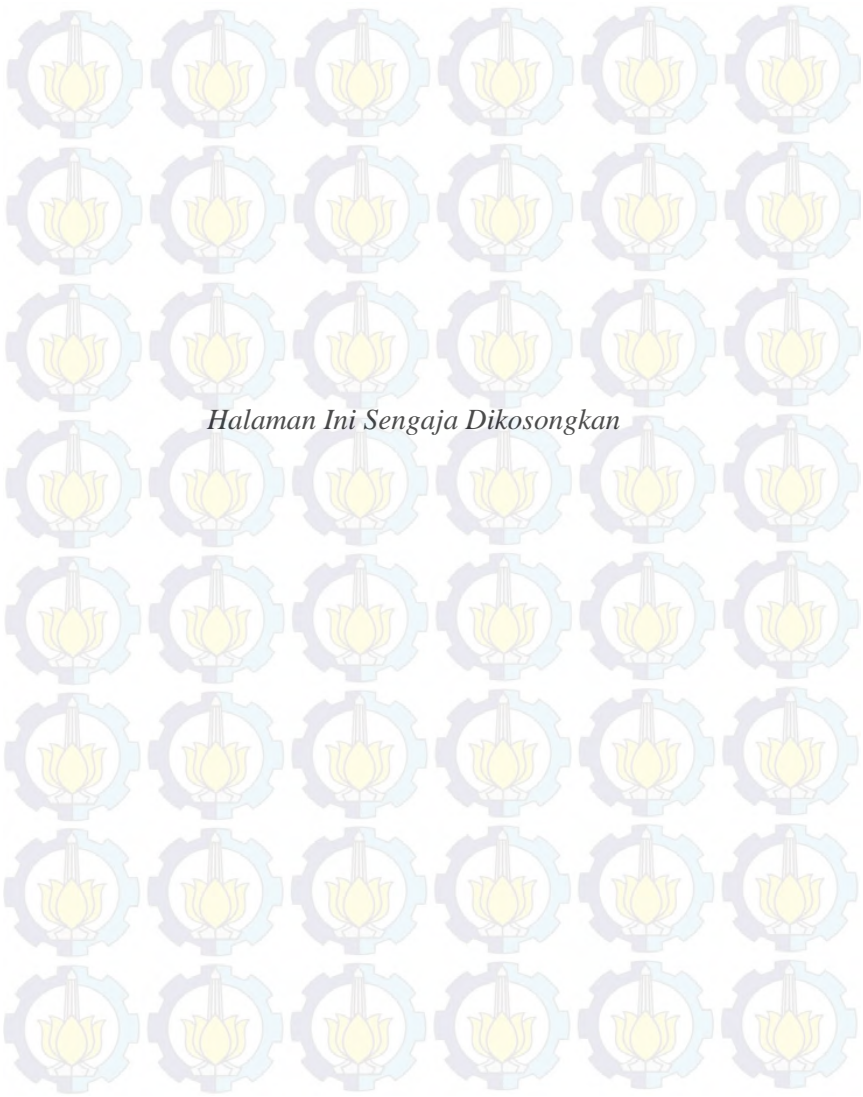
Parameter LMR didapatkan dari hasil perhitungan menggunakan Persamaan (3.8) dan Persamaan (3.9) yang melibatkan parameter impedansi akustik (Z_p) dan impedansi elastik (Z_s). Dari data penampang seismik Z_p dan Z_s selanjutnya dilakukan perhitungan untuk mendapatkan penampang λ_p dan μ_p (Lampiran 5). Pada penelitian ini, sebagai validasi digunakan data penampang λ_p dan hasil *crossplot* penampang λ_p dan μ_p . Digunakan penampang λ_p karena parameter λ_p sensitif terhadap keberadaan fluida pada pori batuan, ini disebabkan sifat dari parameter λ yang menggambarkan inkompresibilitas batuan dan sangat dipengaruhi oleh fluida. Selain itu juga digunakan has

Pada penampang *Lambda-Rho* (Lampiran 5) terlihat zona gas formasi Baturaja memiliki karakteristik nilai *Lambda-Rho* yang kecil. Keberadaan gas pada pori akan menyebabkan batuan tersebut mudah mengalami perubahan bentuk ataupun volume sehingga menyebabkan tingginya nilai kompresibilitas. Kompresibilitas memiliki karakteristik berbanding terbalik dengan inkompresibilitas sehingga pada zona gas ditunjukkan oleh anomaly rendahnya nilai *Lambda-Rho*.

Dari hasil *crossplot* penampang λ_p dan μ_p selanjutnya dilakukan zonasi berdasarkan nilai penampang λ_p dan μ_p atau hasil *crossplot* data sumur. *Cross section* hasil *crossplot* memperlihatkan persebaran anomaly LMR yang menyerupai dengan hasil analisa AVO yaitu memiliki dominasi persebaran gas pada CDP 10820 sampai 10890. Hal ini menguatkan bahwa analisa AVO baik diaplikasikan pada reservoir gas karbonat *reef build up*.



Gambar 5.35 (a) Crossplot data seismik penampang Λ - ρ vs μ - ρ , (b) cross section hasil crossplot Λ - ρ vs μ - ρ



Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, Agus, *Ensiklopedi Seismik Online*, <URL: <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/>>.
- Asquith, George, & Krygowsky, Daniel, 2004, *Basic Well Log Analysis-Second Edition*, AAPG Methods in Exploration Series 16, Oklahoma.
- Aki, A, & Richard, P.G, 1980, *Quantitative Seismology: Theory and Methods*, W.H.Freeman & Company.
- Brown, A.R, 1996, *Seismic Attributes and their Classification*, The Leading Edge 15.10.
- Budiyani, S., Priambodo, D., Haksana, B.W., Sugianto, P, 1991, *Konsep Eksplorasi Untuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara*. Makalah IAGI. Vol 20, hal 45-67.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L., Eastwood, R.L, 1985, *Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks*, Geophysics, vol. 50, hal. 571-581.
- Fatti, J., Smith, G., Vail,P., Strauss, P, 1994. *Detection of gas in Sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D case history using the geostack technique*. Geophysics, vol. 59, hal. 1362-1376.
- Harsono, Adi, 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Edisi revisi-8 mei 1997, Schlumberger Oil Services.
- Hampson-Russel,1999, AVO Theory.
- Hendriansyah, Tommy, 2008, *Aplikasi Inversi Extended Elastic Impedance (EEI) untuk Prediksi Penyebaran Litologi dan Fluida Reservoir di Lapangan "X" Cekungan Jawa Barat Bagian Utara*, Thesis, Universitas Indonesia.
- International Energy Agency, Indonesia: *Energy Profile, 2007*, <http://energiindonesia.blogspot.com/>.
- Kosoemadinata, R.P. 1980, *Geologi Minyak dan Gas bumi*, Penerbit ITB, Bandung.
- Magoon, L.B, & Dow, W.G, 1995, *The Petroleum System from Source to Trap*, American Association of Petroleum

- Geologists and Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, vol. 4.
- Mualimin., Hisan, R.F., Djoko, B., Sumarhadi, D, 2005, *Study Delineasi Penyebaran Sandstone Reservoir pada Lapangan Eksplorasi*, Proceeding Joint Convention Surabaya-HAGI_IAGI_PERHAPI, JCS2005-G063.
- Munadi, Suprajitno, 1993, *AVO dan Eksplorasi Gas*, Lembaran Publikasi Lemigas, No.1, vol. 27, hal. 3-13.
- Ostrander, W.J, 1984, *Plane wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence*, Geophysics, vol. 49, hal. 1637-1648.
- Priyono, Awali, 2000, *Metode Seismik Dalam Usaha Pendeteksian Reservoir Minyak dan Gas Bumi (Penerapan Metode AVO)*, JMS Vol. 5, No.1, hal. 9-22.
- Pulunggono, A., & Martodjojo, S, 1994. *Perubahan Tektonik Paleogen Neogen Merupakan Peristiwa Tektonik terpenting di Jawa. Procceeding Geologi dan Geotektonik Pulau Jawa Sejak Akhir Mesozoik Hingga Kuartar*, Teknik Geologi UGM, Yogyakarta.
- Raharjo, N.B, 2009, *Analisa AVO dan Attribut Seismik Untuk Memperkirakan Sebaran Gas Pada Formasi Upper Talang Akar (Utaf); Studi Kasus Lapangan Ika Daerah Jambi Sumatra Selatan*, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya
- Razi, Mochammad, 2007, *Aplikasi Metoda Seismik Inversi Simultan untuk Mengetahui Penyebaran Reservoir Batupasir-A3 Pada Lapangan 'X' Cekungan Sumatera Selatan*, Tugas Akhir, Institut Teknologi Bandung.
- Ross, Cristoper.P, 2002, *Comparison of Popular AVO Attributes, AVO Inversion, and Calibrated AVO Preditions*, The Leading Edge, March 2002, hal. 244-252.
- Russell, B, 1996, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, S.N. Domenico Series Editor Course Notes Series Volume 2 An SEG Continuing Education short course, USA.

- Russell, B. & Hedlin, Ken., 2001, *Fluid Property Discrimination with AVO, A Biot-Gassmann Perspective*, CSEG Recorder.
- Rutherford, S. & William, R.H, 1989, *Amplitude Versus Offset variation in Gas Sands*, Geophysics. Vol. 54, no.6, 680-688.
- Santoso, D., Alam, S., Hendraya, L., Alfian., Sulistyono., Munadi, S, 1995, *Estimation of Limestone Reservoir Porosity by Seismic Attribute and AVO Analysis*, exploration Geophysics, No.26, hal. 437-443.
- Sukmono, S, 2001, *Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Saputro, Julian, 2012, *Evaluasi Formasi dari Estimasi Permeabilitas pada Reservoir Karbonat Reef Build-Up Menggunakan Artificial Neural Network Berdasarkan Data Log*, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.
- Seismic Interpreter, *Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)*, <URL>:<http://seismicinterpreter.wordpress.com>.
- Shuey, R.T, 1985, *A Simplification of the Zoeppritz equation*, Geophysics, vol. 50, no. 4, hal. 609-614.
- Sugiri, Oki.I.A, 2008, *Evaluasi Penerapan Metode Inversi Post dan Pre-stack Untuk Identifikasi Batupasir Potensial Pada Lapangan "W" Cekungan Sunda*, Tugas Akhir, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S, 2001, *Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S, 2002, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Taner, M.T., Koehler. F., Sheriff, R. E, 1979, *Complex seismic trace analysis*, Geophysics, Vol. 44, No. 6, hal. 1041-1063.
- Timur, A. 1968. *An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationship for Sandstone Reservoirs*. The Log Analyst, vol. 9, no. 4, 8 p.

- Van Bemmelen, R.W, 1949, *The Geology of Indonesia, Vol. 1A*, General Geology of Indonesia and Adjacent Archipelagoes, The Hague, Martinus Nijhoff, vol. 1A, Netherlands
- Veeken, Paul, & Davies, Marianne.R, 2006, *AVO Attribute Analysis and Seismic Reservoir Characterization*, First Break Vol. 24.
- Wayne, M.A, 2008, *Geology of Carbonate Reservoirs*, John Wiley and Sons Publication: Texas, USA.
- Zoeppritz, R, 1919, *On the reflection and propagation of seismic waves*, Erdbebenwellen VIIIB; Gottinger Nachrichten I, 66-68.

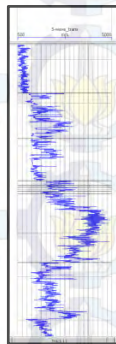
LAMPIRAN

Lampiran 1. Perhitungan log Vs pada formasi Parigi

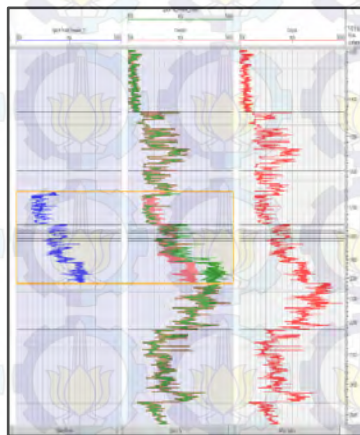
Persamaan Castagna (1985)

$$V_p = 1.16 V_s + 1360 \text{ m/s}$$

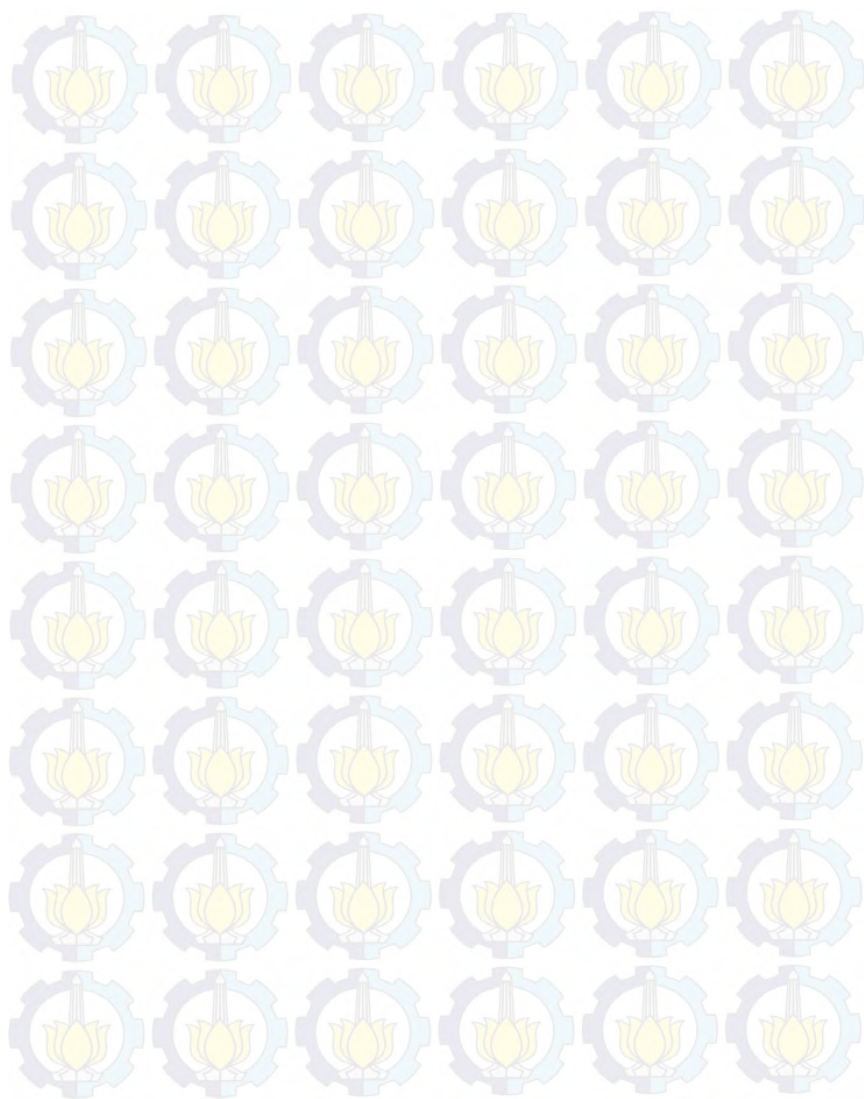
Sehingga didapatkan



Gambar 1.1 Log Vs hasil perhitungan



Gambar 1.2 Editing log menggunakan metode *splice*



Lampiran 2. Perhitungan petrofisika sumur Tole_1

<p style="text-align: center;">Contoh hasil perhitungan petrofisika sumur Tole_1 Sampel perhitungan zona reservoir hidrokarbon formasi Baturaja Kedalaman 1790.699 m – 1795.577 m</p>																		
Depth	CAL	GR	RHOZ	TNPH	LLD	LLS	RXO	V_clay	PHI_T	PHI_E	SW	SH	K	PR	ZP	ZS	LR	MR
m	in	API	g/cc	v/v	ohmm	ohmm	ohmm	%	%	%	%	%	mD	unit	ft/s*g/cc	ft/s*g/cc	Gpa/cc	Gpa/cc
1790.7	12.3881	39.5812	2.3998	0.0899	13.0479	10.6431	5.4896	0.185	0.1177	0.0945	0.3063	0.6937	2.8343	0.2709	29216.4	16377.9	29.46	24.92
1790.852	12.4212	31.0676	2.3828	0.1115	9.3921	8.2113	4.6746	0.115	0.1431	0.1286	0.2773	0.7227	13.4164	0.2608	28538.37	16233.4	26.7	24.48
1791.005	12.4322	27.0152	2.3849	0.125	9.2183	8.1113	4.565	0.082	0.1489	0.1386	0.263	0.737	20.7668	0.2853	28904.24	15841.93	30.99	23.32
1791.157	12.4102	26.9235	2.4002	0.121	12.6582	10.6542	5.2695	0.081	0.1403	0.1301	0.2388	0.7612	19.0441	0.2546	29755.86	17073.86	28.09	27.08
1791.31	12.4102	27.6401	2.3907	0.0931	20.4191	15.7041	6.6773	0.087	0.1378	0.1268	0.1923	0.8077	26.2885	0.2534	29993.6	17238.17	28.36	27.61
1791.462	12.3881	27.8769	2.3646	0.0824	24.5879	16.6639	7.0006	0.089	0.1382	0.127	0.1749	0.8251	31.9502	0.2525	29651.09	17061.01	27.6	27.04
1791.614	12.4102	26.7843	2.3275	0.0619	32.0857	18.2402	7.4883	0.091	0.1422	0.1321	0.1478	0.8522	53.3306	0.2465	28586.03	16579.88	24.84	25.54
1791.767	12.3991	28.1436	2.294	0.047	42.4482	21.9066	8.2703	0.101	0.1428	0.1313	0.1288	0.8712	68.393	0.2415	27622.54	16125.77	22.57	24.16
1791.919	12.3881	29.3278	2.2751	0.0422	52.8025	28.1327	9.1549	0.069	0.1275	0.1147	0.1311	0.8689	36.3826	0.2435	26979.46	15710.82	21.76	22.93
1792.072	12.4102	25.4583	2.2396	0.0416	61.7642	37.0174	10.006	0.023	0.1539	0.1452	0.0973	0.9027	185.9126	0.2538	26528.35	15237.47	22.24	21.57
1792.224	12.3881	19.8163	2.2121	0.0416	65.9499	45.1625	9.841	0.019	0.1715	0.1686	0.0822	0.9178	503.5465	0.2626	25825.91	14652.77	22.07	19.95
1792.376	12.3881	19.3426	2.1927	0.0423	53.9226	41.952	9.634	0.045	0.1715	0.169	0.0908	0.9092	417.3697	0.2634	25831.69	14639.11	22.17	19.91
1792.529	12.3881	22.5015	2.1965	0.0409	42.6892	34.4439	9.1403	0.101	0.1581	0.1524	0.1124	0.8876	172.7532	0.2737	26502.65	14793.26	24.59	20.33
1792.681	12.3991	29.3891	2.2147	0.0472	37.0995	30.0856	9.0813	0.107	0.132	0.1192	0.1506	0.8494	32.6174	0.2801	26997.8	14920.88	26.35	20.68
1792.834	12.3881	30.0996	2.2444	0.0493	33.5338	26.7772	8.8425	0.105	0.1345	0.121	0.1558	0.8442	32.5602	0.2579	27950.22	15963.77	25.23	23.68
1792.986	12.3881	29.8468	2.2816	0.056	33.3362	25.0748	8.8604	0.091	0.1526	0.1394	0.1364	0.8636	79.0901	0.2598	28558.95	16269.6	26.59	24.59
1793.138	12.3881	28.1702	2.3096	0.0531	33.346	24.033	8.7127	0.070	0.148	0.1365	0.1398	0.8602	68.6285	0.2583	28822.95	16453.94	26.88	25.15
1793.291	12.4102	25.5647	2.3196	0.0529	36.8601	25.9532	8.7128	0.075	0.1441	0.1353	0.135	0.865	70.7838	0.2468	28450	16494.9	24.64	25.28
1793.443	12.4102	26.1875	2.3062	0.0506	32.9725	24.2916	8.341	0.050	0.1496	0.1402	0.1377	0.8623	79.6666	0.2419	28107.36	16399.22	23.43	24.98
1793.596	12.4212	23.1083	2.2962	0.0598	25.6697	19.3486	7.7609	0.054	0.16	0.1537	0.1435	0.8565	109.8523	0.2713	27903.28	15632.16	26.93	22.7
1793.748	12.4322	23.582	2.2986	0.0709	17.8142	13.885	7.0632	0.033	0.1636	0.1568	0.1688	0.8312	86.8011	0.2739	27777.34	15499.97	27.04	22.32
1793.9	12.4322	21.091	2.32	0.0954	10.9786	8.9769	5.3226	0.054	0.1646	0.1604	0.2114	0.7886	61.0609	0.291	28552.54	15502.54	31.08	22.33
1794.053	12.4102	23.6965	2.3583	0.1165	8.3462	7.0214	4.5196	0.084	0.1562	0.1493	0.2586	0.7414	29.829	0.3052	29867.02	15815.17	36.4	23.24
1794.205	12.4322	27.2493	2.4258	0.1185	8.773	7.3168	4.6664	0.094	0.131	0.1204	0.3086	0.6914	8.123	0.3126	31768.28	16588.68	42.63	25.57
1794.358	12.4102	28.4948	2.4787	0.1027	11.9101	9.5932	5.5238	0.088	0.1037	0.0918	0.3427	0.6573	2.0007	0.3083	33145.1	17449.18	45.49	28.29
1794.51	12.4322	27.7843	2.5121	0.0967	14.0563	11.0052	5.8356	0.089	0.0908	0.0797	0.3623	0.6377	0.9599	0.2924	34125.91	18483.4	44.71	31.74
1794.662	12.4764	27.8615	2.5351	0.088	16.945	12.1058	6.266	0.088	0.0791	0.0679	0.3844	0.6156	0.4212	0.3036	35095.18	18639.18	49.87	32.28
1794.815	12.4764	27.7896	2.5394	0.0748	23.9732	15.7274	7.3557	0.100	0.0707	0.0596	0.3658	0.6342	0.2614	0.2828	35220.62	19383.83	45.43	34.91

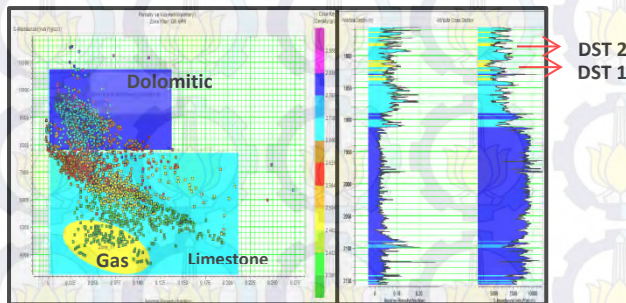
1794.967	12.4654	29.2107	2.5391	0.0662	26.1101	16.8206	7.7684	0.091	0.0651	0.0526	0.3908	0.6092	0.132	0.2635	34930	19793.56	40.56	36.4
1795.12	12.4764	28.1728	2.5183	0.0576	24.1051	16.2952	7.7888	0.31	0.0676	0.0561	0.3854	0.6146	0.1804	0.268	34650.91	19507.45	40.84	35.35
1795.272	12.4102	34.0943	2.5011	0.0621	25.5446	17.7683	8.0144	0.140	0.0702	0.0526	0.3826	0.6174	0.1384	0.27	34355.68	19282.86	40.57	34.54
1795.424	12.4322	41.554	2.4667	0.06	26.6436	19.6382	8.3445	0.201	0.0752	0.0499	0.3743	0.6257	0.1143	0.2689	34012.05	19121.11	39.54	33.97
1795.577	12.4543	51.0416	2.4173	0.0603	29.6676	23.2789	8.9015	0.279	0.0497	0.0146	0.7725	0.2275	0.0001	0.2675	33262.47	18739.09	37.54	32.62

Keterangan:

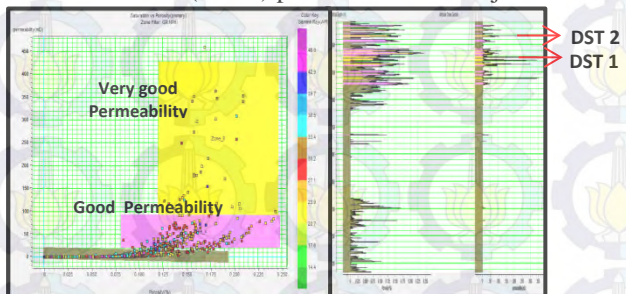
Depth	: kedalaman
Cal	: kaliper
GR	: <i>gamma ray</i>
RHOZ	: densitas <i>bulk</i>
TNPH	: porositas neutron
LLD	: resistivitas dalam
LLS	: resistivitas <i>invaded zone</i>
RXO	: resistivitas <i>flushed zone</i>
V_clay	: volume <i>clay</i>
PHI_T	: porositas total
PHI_E	: porositas efektif
SW	: saturasi air
SH	: saturasi hidrokarbon
K	: permeabilitas
PR	: <i>Poisson's Ratio</i>
ZP	: impedansi akustik (<i>p-impedance</i>)
ZS	: impedansi elastic (<i>s-impedance</i>)
LR	: <i>lambda-rho</i>
MR	: <i>mu-rho</i>

Lampiran 3. *Crossplot* Parameter Fisika Batuan

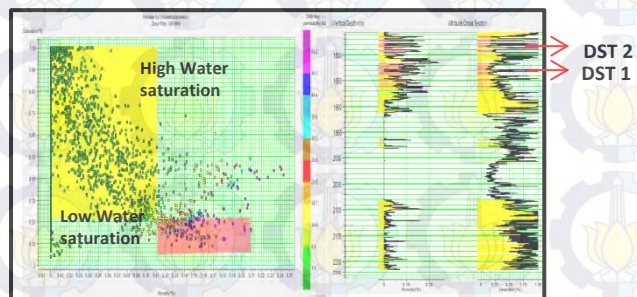
Analisa *crossplot* digunakan untuk mengetahui karakteristik masing-masing parameter terhadap respon gas.



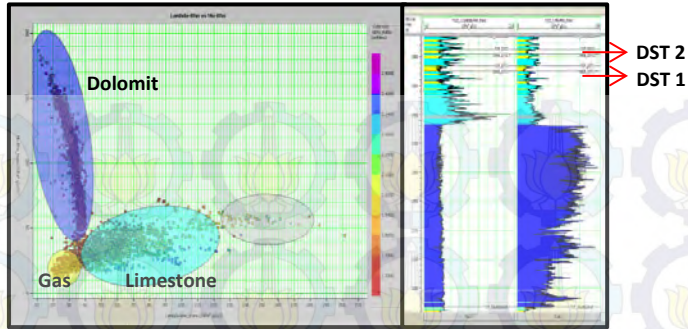
Gambar 3.1 *Crossplot* *s-impedance* vs porositas neutron (kiri) dan hasil cross section (kanan) pada formasi Baturaja



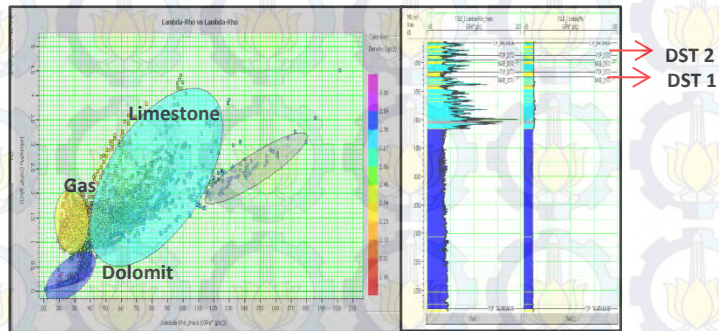
Gambar 3.2 *Crossplot* porositas efektif vs permeabilitas (kiri) dan hasil cross section (kanan) pada formasi Baturaja



Gambar 3.3 *Crossplot* porositas efektif vs saturasi air (kiri) dan hasil cross section (kanan) pada formasi Baturaja



Gambar 3.4 Crossplot $\Lambda \rho$ vs $\mu - \rho$ (kiri) dan hasil cross section (kanan) pada formasi Baturaja

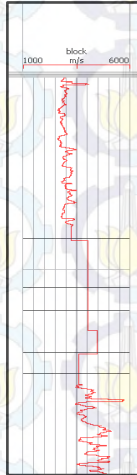


Gambar 3.4 Crossplot $\Lambda \rho$ vs Λ / μ (kiri) dan hasil cross section (kanan) pada formasi Baturaja

Parameter Λ / μ didapatkan dari hasil bagi parameter $\Lambda \rho$ dan $\mu \rho$.

Lampiran 4. Resolusi Vertikal Gelombang Seismik

Data log sonik *blocking editing* untuk menentukan nilai kecepatan gelombang p yang akan digunakan dalam perhitungan.



Gambar 4.1 Data log sonik setelah dilakukan *blocking editing*

Persamaan resolusi vertikal :

$$\text{Thickness resolution} = \frac{1}{4} \lambda$$

Dimana :

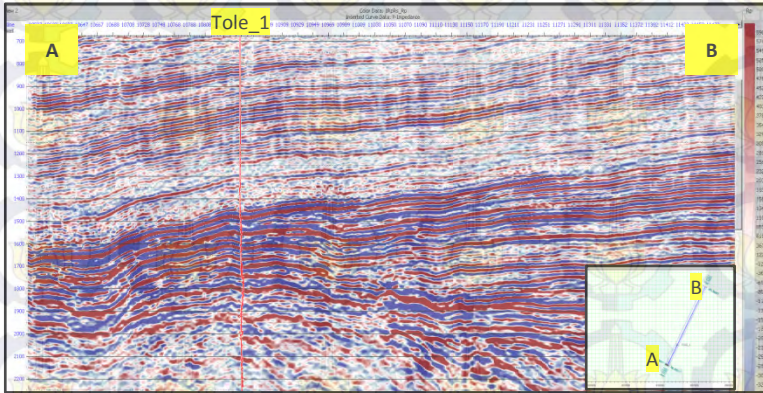
$$\lambda = \frac{v}{\text{frequency}}$$

Sehingga resoluinya:

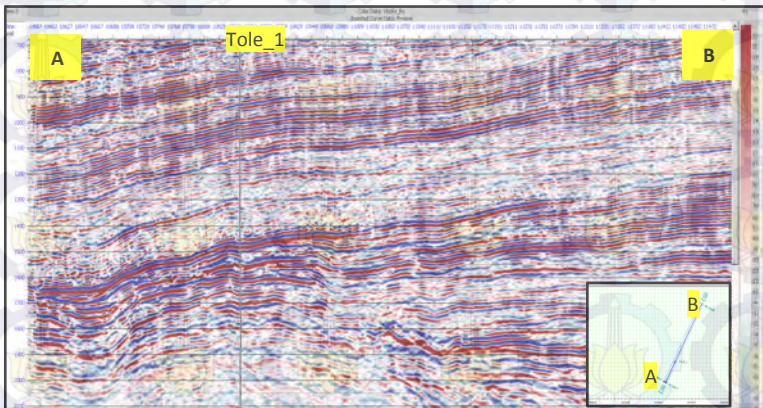
$$= \frac{1}{4} * \frac{4060.23}{21} = 48 \text{ m}$$

Lampiran 5. Transformasi Lambda-Mu-Rho

5.1. Data penampang seismik reflektifitas gelombang p (Rp) dan reflektifitas gelombang (Rs).



Gambar 5.1 Data penampang seismik Rp dan sumur Tole_1

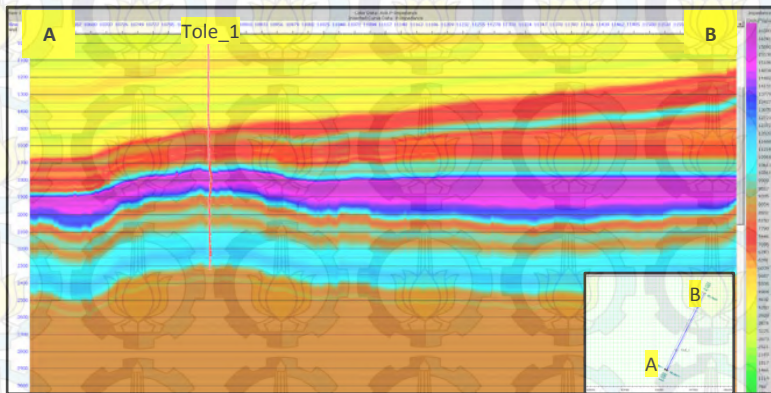


Gambar 5.2 Data penampang seismik Rs dan sumur Tole_1

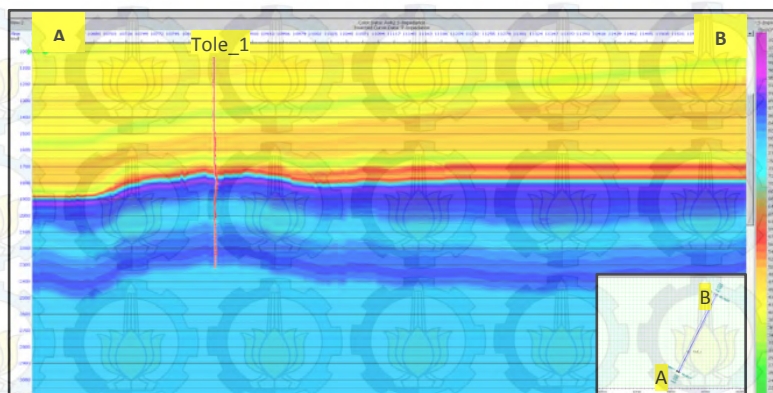
Dari penampang seismik Rp dan Rs digunakan untuk membuat model inisial.

5.2. Model inisial

Hasil pembuatan model inisial dengan menggunakan data R_p dan R_s .



Gambar 5.3 Inisial model R_p untuk impedansi gelombang P dan sumur Tole_1



Gambar 5.4 Inisial model R_s untuk impedansi gelombang S dan sumur Tole_1

5.3. Analisa inversi Z_p dan Z_s .

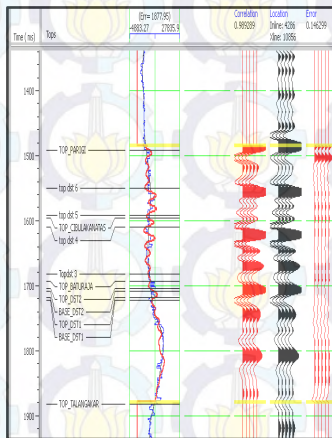
Berikut ini merupakan parameter yang digunakan dalam analisa inversi Z_p dan Z_s .

Parameter inversi: *Inversi Model Based soft constraint 0.4*

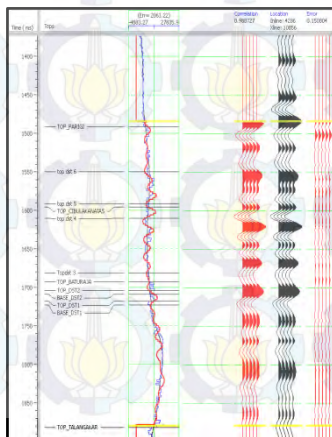
Average block size 2 ms

Prewhtening 1%

Iterasi 10



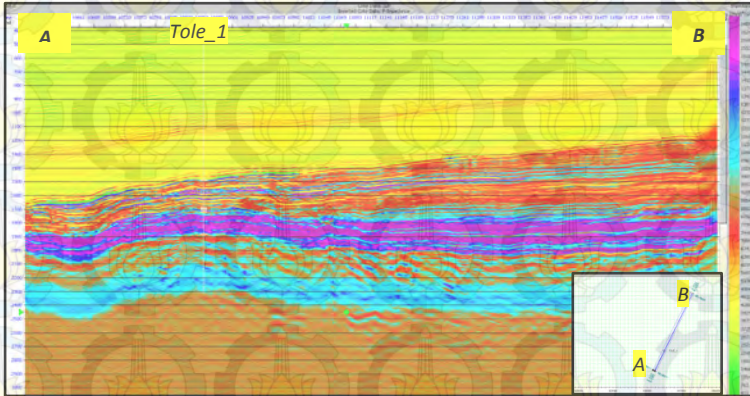
Gambar 5.5 Analisa inversi impedansi akustik (Z_p)



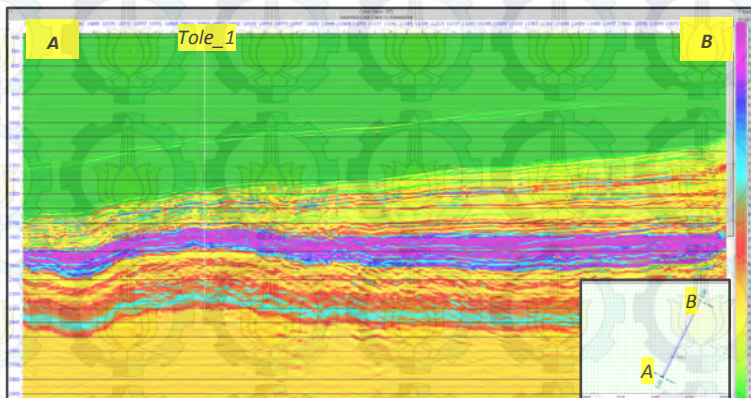
Gambar 5.6 Analisa inversi impedansi elastik (Z_s)

5.4. Inversi Z_p dan Z_s

Setelah dari analisa inversi mendapatkan hasil korelasi dan error yang cukup, maka dapat dilakukan proses inversi impedansi akustik (Z_p) dan impedansi elastik (Z_s).

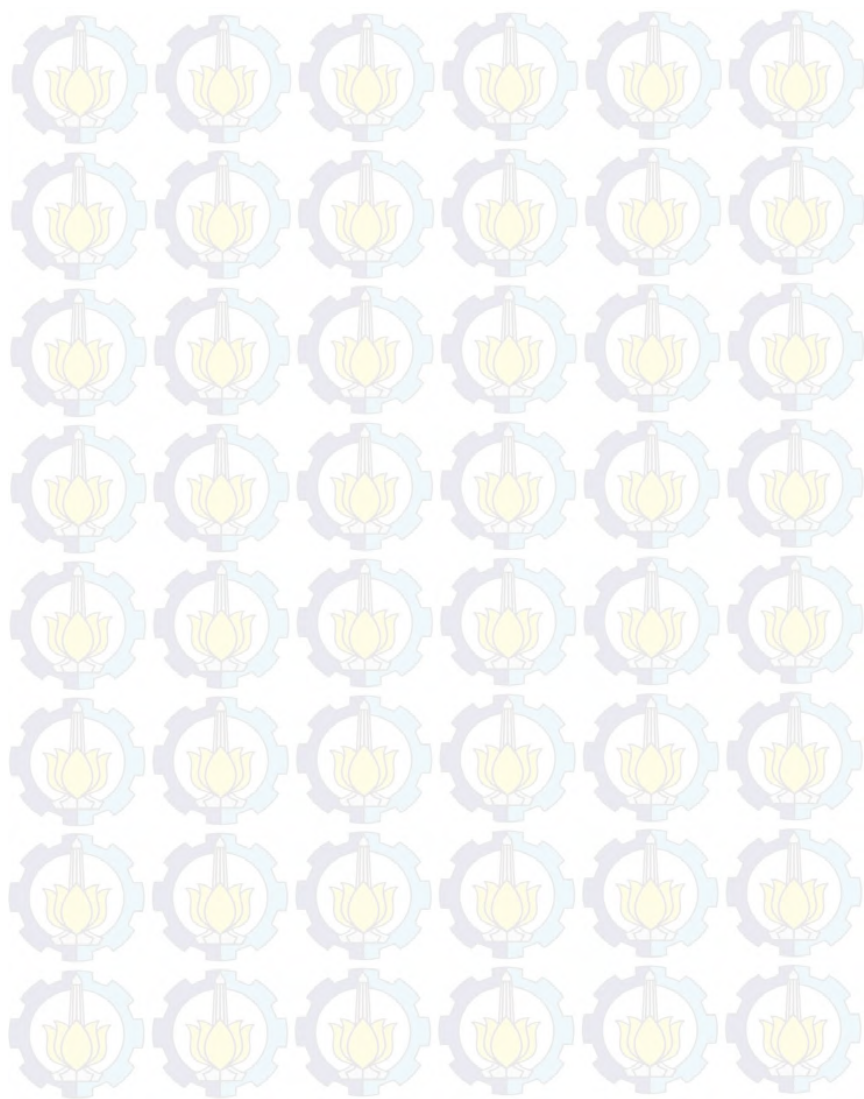


Gambar 5.7 Penampang Impedansi akustik (Z_p) dengan menggunakan metode *model based*



Gambar 5.8 Penampang Impedansi elastik (Z_s) dengan menggunakan metode *model based*

Penampang Z_p dan Z_s selanjutnya digunakan untuk menghitung penampang Λ -rho dan μ -rho.



BIODATA PENULIS



Pebrian Tunggal Prakosa, atau akrab dipanggil Pepi merupakan anak pertama dari dua bersaudara yang dilahirkan di kota Magetan pada 4 februari 1992. Pendidikan formal penulis ditempuh di SDN 01 Madiun Lor, SLTPN 3 Madiun, SMAN 2 Madiun, dan dilanjutkan mengambil jenjang sarjana di jurusan Fisika FMIPA-ITS melalui jalur SNMPTN dengan mengambil bidang minat geofisika. Dalam kegiatan organisasi, pada tahun kedua penulis aktif sebagai staf departemen SOSMAS HIMASIKA, PSDM BEM FMIPA, dan Perekonomian BEM ITS. Tahun ke tiga menjabat sebagai Ketua BEM FMIPA ITS, wakil departemen research and development AAPG SC ITS dan staf HRD Beswan Surabaya, selanjutnya membantu BEM ITS di tahun ke 4. Dalam kegiatan mahasiswa penulis pernah menjadi ketua panitia KAMPINA 2012, ketua PAMITS 5&6, ketua seminar roadshow RAMP Indonesia, Dll. Prestasi yang pernah dicapai penulis selama kuliah diantaranya Juara 3 Lomba Tulis Puisi ITS, juara 1 green artistic mural Surabaya, juara 2 recycle art Surabaya, juara 2 LKTI fisika ITS, Mahasiswa berprestasi fisika, juara regional LKT Beswan djarum, PKM Didanai dikti tahun 2013 dan 2014, serta peserta PIMNAS 26 Mataram. Dalam keilmuan geofisika penulis pernah menjadi pembicara di Seminar Nasional Pasca Sarjana 2012, IsCos national paper contest, 38th IPA Convention and Exhibition dan International conference on physics and its application serta finalis undergraduate paper contest di Asia Pacific Oil&Gas Conference and Exhibition, Adelaide Australia dan 10 paper terbaik di International Student paper comtest 2014, Jogjakarta. Penulis sangat senang bila dapat berdiskusi terkait tugas akhir ini dan dapat dihubungi melalui email pebrianprakosa@gmail.com.